

**DISEÑO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PARA EL
MUNICIPIO DE PISBA, BOYACÁ**

**CARLOS JULIAN MORALES ACEVEDO
FABIAN DAVID SAAVEDRA MARTINEZ**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL DUITAMA
INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
DUITAMA, BOYACÁ
2017**

**DISEÑO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PARA EL
MUNICIPIO DE PISBA, BOYACÁ**

**CARLOS JULIAN MORALES ACEVEDO
FABIAN DAVID SAAVEDRA MARTINEZ**

**Proyecto de grado en la modalidad de monografía para optar por el título de:
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

**Director:
FERNANDO CONTRERAS
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL DUITAMA
INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
DUITAMA, BOYACÁ
2017**

Nota de Aceptación:

Firma del presidente del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Duitama, 1 de agosto de 2017

Dedicatoria

Este libro lo dedicamos a nuestras familias y compañeros, que estuvieron acompañando nuestro proceso de formación académica. De igual manera a quienes de forma directa e indirecta nos guiaron en este objetivo de obtener el título de ingenieros electromecánicos.

Carlos Julian Morales Acevedo
Fabian David Saavedra Martinez

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos la colaboración técnica y logística de la empresa HINCA INGENIERÍA en cabeza de su Gerente el Ingeniero Pedro Córdón, quien nos facilitaron la información técnica del municipio de Pisba, así como al IDEAM por la entrega de los datos meteorológicos de la región bajo a estudio.

Al Ing. Fernando Contreras quien nos acompañó durante el desarrollo de esta monografía y guio en cada una de las actividades realizadas, de igual manera a nuestros jurados quienes nos apoyaron y contribuyeron en el desarrollo de este texto.

A la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia por orientarnos con su cuerpo docente, así como permitirnos el acceso a la información bibliográfica que se utilizó en esta monografía.

A nuestros compañeros de clases y profesores quienes, con su apoyo y debate de nuestros resultados, contribuyeron a la complementación de este libro que finalmente podemos presentar a nuestros lectores.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	15
1. MARCO TEÓRICO.....	19
1.1. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....	19
1.2. MEDICIÓN DE CAUDAL.....	19
1.2.1. Métodos para medir el caudal.....	19
1.3. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE LA TURBINA.....	23
1.3.1. Velocidad específica.....	24
1.3.2. Potencia útil.....	26
2. MARCO REFERENCIAL.....	27
2.1. ENERGÍAS NO CONVENCIONALES COMO SOLUCIÓN DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO.....	27
2.1.1. Contexto internacional:.....	27
2.1.2. Contexto nacional.....	28
2.2. PCH'S EN COLOMBIA.....	29
2.2.1. Distribución regional de las pequeñas centrales hidroeléctricas construidas en Colombia.....	29
2.2.2. Características constructivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia.....	31
2.2.3. Proyectos para aprovechamiento hidráulico menor de 5000kW.....	32
3. MARCO LEGAL.....	33
4. METODOLOGÍA.....	35
4.1. ACTIVIDADES.....	35
4.2. FLUJOGRAMA.....	36
5. CARACTERIZACION DE LA PCH.....	37
5.1. UBICACIÓN DEL PROYECTO.....	37
5.2 RECURSO HIDRICO.....	38
5.3. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL.....	39

5.4. ELABORACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES.....	40
5.4.1. Caudal ecológico o caudal reservado.....	41
5.5. PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DISEÑO SISTEMA BÁSICO DE APROVECHAMIENTO.	41
5.6. CONDICIONES INICIALES PARA EL DISEÑO DE LA TURBINA.....	43
5.6.1. Altura neta del salto.....	43
5.6.2. Curvas de duración de potencias.....	43
6. DETERMINACIÓN DE EQUIPOS.	46
6.1. CÁLCULO DE LA CAPTACION DE AGUA.....	46
6.1.1. Bocatoma.....	46
6.1.2. Canal colector.	47
6.2 CÁLCULO DE LA TUBERÍA.....	48
6.2.1. Cálculo del diámetro de la tubería.....	48
6.2.2. Cálculo de la Rugosidad Relativa.....	50
6.2.3. Cálculo del Número de Reynolds y coeficiente de fricción.	50
6.2.4. Pérdidas de carga.	51
6.2.5 Cálculo de la velocidad del agua en la tubería.....	52
6.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS.....	53
6.3.1. Cálculo de las Pérdidas por turbulencia en accesorios.	53
6.3.2. Cálculo de la Pérdida total.	54
6.3.3. Cálculo de la Pérdida porcentual	55
6.4. CÁLCULO DE LA ALTURA NETA DEL SISTEMA.	55
6.5. CÁLCULO DE LA POTENCIA.	56
6.5.1. Cálculo de la Potencia Generada.	56
6.6. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD.....	57
6.6.1. Cálculo de la velocidad específica.	57
6.6.2. Cálculo de la velocidad a la salida del inyector o tobera.	58
6.6.3. Cálculo de la velocidad tangencial.....	60
6.6.4. Cálculo de la Velocidad Relativa.	61
6.6.5. Cálculo de la velocidad absoluta a la salida de la cuchara.....	62
6.7. EFICIENCIA HIDRÁULICA TEÓRICA DE LA TURBINA.....	63
6.8. CÁLCULO DEL DIAMETRO DE SALIDA DEL INYECTOR O TOBERA.....	63
6.9. CÁLCULO DEL RADIO DE CURVATURA DEL BULBO.	66
6.10. CÁLCULO DE LA FUERZA NECESARIA PARA MOVER LA AGUJA.....	67

6.11. CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DEL INYECTOR O TOBERA.....	67
6.12. CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA DEL RODETE.....	68
6.12.1. Cálculo de paso del rodete.....	68
6.12.2. Forma de la cuchara.....	69
6.12.3. Cálculo del paso máximo.....	71
6.12.4. Cálculo de la orientación de las cucharas.....	77
6.12.5. Dimensionamiento de la carcasa y estructura base.....	78
6.13. SELECCIÓN DE GENERADOR.....	78
7. CONSIDERACIONES DE CONEXIÓN A LA RED.....	80
7.1. CRITERIOS DE CONEXIÓN	80
7.2. CRITERIOS DE MEDIDA	82
7.3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.....	82
7.3.1. Cálculo de protecciones y conductores:	83
7.5. RED DE TRANSMISIÓN.....	86
8. INGENIERÍA CONCEPTUAL	89
8.1. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.....	93
8.2. NORMATIVA Y REGULACIÓN.....	94
8.2.1. Civiles.....	94
8.2.2. Mecánicas.....	95
8.2.3. Sistema de limpieza y pintura.....	95
8.2.4. Eléctricas.....	95
8.3. ALCANCE DE LAS OBRAS.....	95
8.3.1. Civiles.....	96
8.3.2. Mecánicas.....	96
8.3.3. Eléctricas.....	97
8.4. PRESUPUESTO GENERAL DE LA OBRA.....	97
8.5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y TARIFAS DE VENTA DE ENERGÍA.....	100
9. CONCLUSIONES.....	103
10. RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO.....	105
11. BIBLIOGRAFÍA E INFOGRAFIA	106

LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Frecuencias Absolutas y Relativas.....	22
Tabla 2. Cálculo de energías.....	23
Tabla 3. Tipo de turbina según velocidad específica N_s	25
Tabla 4. Clasificación de las pequeñas centrales hidroeléctricas según la Organización Latinoamericana de Energía.....	30
Tabla 5. Distribución de las pequeñas centrales hidroeléctricas en los departamentos de Colombia.....	30
Tabla 6. Número de pequeñas centrales y potencia instalada por tipo de turbina.....	32
Tabla 7. Frecuencias absolutas y relativas.	40
Tabla 8. Cálculo de energías.....	43
Tabla 9. Coeficientes de pérdidas por accesorios.....	53
Tabla 10. Proporciones y dimensiones de la tobera o inyector.....	66
Tabla 11 Dimensiones las cucharas en función del diámetro	69
Tabla 12. Número de cucharas en función de la relación de diámetro del rodete/diámetro del chorro.	76
Tabla 13. Ángulos de talonamiento recomendados.	76
Tabla 14. Características principales Subestación.....	83
Tabla 15. Cálculo pérdidas por regulación, energía y potencia red aérea.....	87
Tabla 16. Resumen relevante PCH.	89
Tabla 17. Presupuesto general para puesta en marcha de la PCH en Pisba. ...	99
Tabla 18. Cálculo viabilidad del proyecto.....	101
Tabla 19. Cálculo tasa interna de retorno.....	102

LISTA DE FIGURAS

pág.

Figura 1. Curvas de Duración de Caudales Tipo.....	21
Figura 2. Diagrama de selección de turbinas.....	26
Figura 3. Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en el año 2012.	29
Figura 4. Flujograma.....	36
Figura 5. Ubicación de la pequeña central hidroeléctrica.....	38
Figura 6. Análisis estadístico del caudal de la quebrada Farasí.	39
Figura 7. Esquema de un aprovechamiento de montaña.	42
Figura 8. Eficiencias típicas en las diferentes secciones de la PCH.....	44
Figura 9. Coeficiente de velocidad de la tobera k_c	58
Figura 10. Coeficiente de velocidad tangencial k_μ	59
Figura 11. Velocidades relativas de entrada y salida.	61
Figura 12. Bulbo de la aguja del inyector	65
Figura 13. Relación de dimensiones de la cuchara.	70
Figura 14. Diagrama unifilar simplificado.....	84
Figura 15. Ilustración patio subestación.	85
Figura 16. Esquema básico de conexión subestación capsulada.....	86
Figura 17. Trazado preliminar red de transmisión.	88
Figura 18. Detalle de equipo potencia ensamblado.....	92
Figura 19. Configuración general PCH.	92
Figura 20. Curva avance físico estimado.....	94

LISTA DE ECUACIONES

pág.

Ecuación 1. Cálculo de frecuencia relativa.	21
Ecuación 2. Cálculo del caudal.....	22
Ecuación 3. Cálculo de la potencia relativa.....	23
Ecuación 4. Cálculo de la energía útil al año.....	23
Ecuación 5. Cálculo de la velocidad especifica.	24
Ecuación 6. Velocidad de giro de la turbina.	24
Ecuación 7. Cálculo de la potencia útil.....	26
Ecuación 8. Calculo de la bocatoma.	46
Ecuación 9. Calculo de la velocidad del agua en la bocatoma.	47
Ecuación 10. Calculo del ancho del canal colector.	47
Ecuación 11. Cálculo del diámetro de la tubería.....	48
Ecuación 12. Cálculo de la Rugosidad Relativa.....	50
Ecuación 13. Cálculo del Número de Reynolds.	50
Ecuación 14. Cálculo del coeficiente de fricción.	51
Ecuación 15. Cálculo de Pérdidas de carga.	51
Ecuación 16. Cálculo de la Velocidad del agua en la tubería.....	52
Ecuación 17. Cálculo del área de la sección transversal circular.	52
Ecuación 18. Cálculo de la velocidad del agua.	53
Ecuación 19. Cálculo de las Pérdidas por turbulencia en accesorios.	54
Ecuación 20. Cálculo de la Pérdida total.	54
Ecuación 21. Cálculo de la Pérdida porcentual.....	55
Ecuación 22. Cálculo de la altura neta.	55
Ecuación 23. Cálculo de la potencia generada.	56
Ecuación 24. Cálculo de la velocidad a la salida del inyector.	59
Ecuación 25. Cálculo de la velocidad tangencial.....	60
Ecuación 26. Calculo de la velocidad relativa de entrada w_2	61
Ecuación 27. Calculo de la velocidad relativa de salida w_1	62
Ecuación 28. Cálculo de la velocidad absoluta a la salida de la cuchara.	62
Ecuación 29. Cálculo de la eficiencia hidráulica teórica de la turbina.	63
Ecuación 30. Cálculo del diámetro de salida del inyector.	63
Ecuación 31. Cálculo del caudal nominal de la turbina.....	64
Ecuación 32. Cálculo del diámetro de salida de la tobera.	65
Ecuación 33. Cálculo del radio de curvatura del bulbo.....	66
Ecuación 34. Cálculo del diámetro de la salida de la tobera.....	66

Ecuación 35. Cálculo de la fuerza necesaria para mover la aguja	67
Ecuación 36. Cálculo del rendimiento del inyector.	67
Ecuación 37. Cálculo de paso del rodete.....	68
Ecuación 38. Cálculo del diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista.	69
Ecuación 39. Cálculo del diámetro máximo en la cresta de la cuchara.....	71
Ecuación 40. Cálculo de la relación entre diámetros.	71
Ecuación 41. Cálculo del paso angular.....	72
Ecuación 42. Cálculo del valor del ángulo comprendido entre la arista de la cuchara y el punto máximo de salida del chorro de agua.	72
Ecuación 43. Cálculo del paso máximo.	73
Ecuación 44. Cálculo del paso medio en la circunferencia.....	73
Ecuación 45. Cálculo del número teórico de cucharas.	74
Ecuación 46. Cálculo del ángulo de paso en radianes.	74
Ecuación 47. Cálculo del número de cucharas.	74
Ecuación 48. Cálculo del diámetro de orientación D_0	77
Ecuación 49. Cálculo del círculo cuyas tangentes definen la orientación del borde de la cuchara.	78
Ecuación 50. Cálculo de corriente nominal	83

LISTA DE ANEXOS

pág.

ANEXO A. MAPA MUNICIPIO DE PISBA	108
ANEXO B. CAUDALES ESTACIONES IDEAM	109
ANEXO C. CARGA INSTALADA Y PROYECTADA MUNICIPIO DE PISBA.....	110
ANEXO D. FICHA TÉCNICA GENERADOR.....	111
ANEXO E. FICHA TÉCNICA TRANSFORMADOR.....	112
ANEXO F. CRONOGRAMA PRELIMINAR	113
ANEXO G. PLANOS CONCEPTUALES DE LA OBRA.....	114
ANEXO H. COMPILACIÓN FOTOGRÁFICA PCH CONCEPTUAL.....	120

GLOSARIO

A continuación, se presentan algunas definiciones de conceptos relacionados al contenido del libro:

BOCA TOMA: estructura hidráulica destinada a derivar desde unos cursos de agua (Río, arroyo, o canal), una parte de esta para ser utilizada con un fin específico.

CASA DE MAQUINAS: concentración de equipos electromecánicos directamente responsables de la producción de energía, en esta se encuentran; la turbina, el generador, el sistema de excitación y el regulador de velocidad.

CABEZA DE PRESIÓN: presión manométrica en un punto, expresada en metros de columna de agua, obtenida como la razón entre la magnitud de la presión y el peso específico del agua.

CAUDAL: cantidad de fluido que circula a través de una sección del ducto (tubería, cañería, oleoducto, río, canal, etc.) por unidad de tiempo.

COEFICIENTE DE RUGOSIDAD: medida de la rugosidad de una superficie, que depende del material y del estado de la superficie interna de una tubería.

CORPOORINOQUIA: autoridad ambiental y administradora de los recursos naturales, gestiona el desarrollo sostenible, garantizando la oferta de bienes y servicios ambientales, mediante la implementación de acciones de prevención, protección y conservación por una región viva.

COSTOS DIRECTOS: cargos directos aplicables al concepto de trabajo y que se derivan de las erogaciones por materiales, mano de obra, maquinaria, herramienta e instalaciones de equipo en general, para realizar dicho concepto de trabajo.

CUENCA HIDROGRÁFICA: cuenca de drenaje; territorio drenado por un único sistema de drenaje natural, es decir, que drena sus aguas al mar o a un lago corriendo a través de un único río.

DESARENADOR: estructura diseñada para retener la arena que traen las aguas servidas o las aguas superficiales, a fin de evitar que ingresen al canal de aducción, a la central hidroeléctrica o al proceso de tratamiento y lo obstaculicen creando serios problemas.

ENERGÍA HIDRÁULICA: energía que tiene una masa de líquido por su elevación, velocidad y presión a la que está sometida.

GENERADOR SÍNCRONO: máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica en energía eléctrica, su velocidad de rotación se mantiene constante y tiene un vínculo rígido con la frecuencia de la red.

HIDROELÉCTRICA: este término está vinculado a la electricidad que se obtiene mediante la energía hidráulica, que es el tipo de energía generada por el movimiento del agua.

HIDROLÓGIA: rama de las ciencias de la Tierra que estudia el agua, su ocurrencia, distribución, circulación, y propiedades físicas, químicas y mecánicas en los océanos, atmósfera y superficie terrestre, incluye las precipitaciones, la escorrentía, la humedad del suelo, la evapotranspiración y el equilibrio de las masas glaciares.

IDEAM: instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, es una institución pública de apoyo técnico y científico al Sistema Nacional Ambiental, que genera conocimiento, produce información confiable, consistente y oportuna sobre el estado y las dinámicas de los recursos naturales y del medio ambiente

INGENIERÍA CONCEPTUAL: sirve para identificar la viabilidad técnica y económica del proyecto y marcará la pauta para el desarrollo de la ingeniería básica y la ingeniería de detalle, se basa en un estudio previo (estudio de viabilidad) y en la definición de los requerimientos del proyecto.

PCH: acrónimo de Pequeña Central Hidroeléctrica, la cual es una instalación que permite aprovechar pequeñas cantidades de agua en movimiento que circulan por los ríos, que, al pasar por las turbinas, produce un movimiento de rotación que se transforma en energía eléctrica por medio de generadores, con una potencia instalada entre 500kW y 5MW.

QUEBRADA: en geografía, una quebrada designa un paso estrecho entre montañas que forma una especie de lago; y por tanto, equivale a desfiladero.

RENOVABLE: recurso natural que se puede restaurar por procesos naturales a una velocidad superior a la del consumo por los seres humanos. La radiación solar, las mareas, el viento y la energía hidroeléctrica son recursos perpetuos que no corren peligro de agotarse a largo plazo. Los recursos renovables también incluyen materiales como madera, papel, cuero, etc. si son cosechados en forma sostenible.

SIN: el suministro eléctrico en Colombia depende del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y varios sistemas locales aislados en las Zonas No Interconectadas (ZNI). El SIN comprende la tercera parte del territorio, proveyendo cobertura al 96 por ciento de la población. El sistema ZNI, que cubre las dos terceras partes restantes del territorio nacional, solo presta servicio al 4 por ciento de la población.

PRECIOS UNITARIOS: remuneración o pago en moneda que el contratante tendrá que pagar al contratista por unidad de obra y por concepto de trabajo que ejecute, de acuerdo a las especificaciones.

PRESUPUESTO: cálculo anticipado de los ingresos y gastos de una actividad económica durante un periodo.

TOPOGRAFÍA: ciencia que estudia el conjunto de principios y procedimientos que tienen por objeto la representación gráfica de la superficie terrestre, con sus formas y detalles; tanto naturales como artificiales. Esta representación tiene lugar sobre superficies planas, limitándose a pequeñas extensiones de terreno, utilizando la denominación de «geodesia» para áreas mayores.

TURBINA PELTON: uno de los tipos más eficientes de turbina hidráulica, es una turbo máquina motora de flujo tangencial (transversal), admisión parcial y de acción. Consiste en una rueda (rodete o rotor) dotada de cucharas en su periferia, las cuales están especialmente realizadas para convertir la energía de un chorro de agua que incide sobre las cucharas.

UPME: unidad de Planeación Minero Energética UPME, es una Unidad Administrativa Especial del orden Nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto número 1258 de junio 17 de 2013. Su misión es planear de manera integral el desarrollo minero energético, apoyar la formulación de política pública y coordinar la información sectorial con los agentes y partes interesadas.

VIABILIDAD: estudio dirigido a realizar una proyección del éxito o fracaso de un proyecto con base en datos de naturaleza empírica: Medio ambiente del proyecto, rentabilidad, necesidades de mercado, factibilidad política, aceptación cultural, legislación aplicable, medio físico, flujo de caja de la operación, etc., haciendo énfasis en viabilidad financiera y de mercado.

RESUMEN

La presente monografía describe el proceso cualitativo y cuantitativo del desarrollo de la ingeniería conceptual de una Pequeña Central Hidráulica, para el municipio de Pisba Boyacá, con el objeto de abastecer la demanda de energía eléctrica del municipio en caso de que se presente ausencia del servicio por parte de la red eléctrica actual.

En primera medida se hace una contextualización del proyecto según los requisitos conceptuales y legales que cobijan este tipo de obras, las nuevas tendencias mundiales en la generación de energía limpia y las pautas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía en cabeza de la Unidad de Planeación Minero Energética. El desarrollo del proyecto se hace teniendo en cuenta las consideraciones que este ente ha establecido para la ejecución de Pequeña Central Hidroeléctrica en el territorio colombiano; también se recurre a la guía para el diseño de pequeñas centrales hidráulicas, documentos como el mapa hidrológico y las consideraciones que se resaltan para el desarrollo de proyectos hidráulicos; complementando la información con textos y literatura actual sobre el desarrollo de PCH descritos en todo el desarrollo del proyecto.

Fundamentalmente se realiza una evaluación de las características topográficas y un análisis de los recursos y necesidades del municipio de Pisba para determinar la demanda y el tipo de configuración óptimo para el aprovechamiento hidráulico, también las consideraciones de conexión a la red, inversión económica y financiamiento de la obra. También, se hace una descripción detallada al lector de las cantidades, tipos de equipos, dimensiones y obras a considerar durante la implementación de una Pequeña Central Hidroeléctrica en el municipio de Pisba.

La estructuración de este documento se realizó de tal manera que el lector pueda comprender de manera cómoda los alcances, consideraciones, variables y características a tener en cuenta durante la implementación de una Pequeña Central Hidroeléctrica en el municipio de Pisba, con el objeto de mitigar la problemática de energía eléctrica en el municipio y de igual forma como estrategia de negocio para el inversionista del proyecto.

Esta monografía refleja el apropiamiento tecnológico como solución al impacto ambiental y el alineamiento académico e industrial con las necesidades energéticas actuales.

INTRODUCCIÓN

El suministro energético dentro de una comunidad es la base para su desarrollo económico y social¹. De igual manera el uso de energía hidráulica es una de las fuentes más utilizadas para generación, de fácil implementación en el desarrollo de centrales de energías renovables².

Hoy día, el consumo energético va en aumento³; es por esto que el aprovechamiento de la energía toma una fuerza importante a medida que pasa el tiempo. Para esto se están implementando métodos de transformación de energía, partiendo de fuentes de energía renovable que existen en el medioambiente, conllevando a un uso racional de la misma⁴, una de estas fuentes es el recurso hídrico, que es el principal elemento en las centrales hidroeléctricas, objeto de estudio del proyecto que aquí desarrollamos.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas constituyen para algunos municipios en Colombia la fuente principal de energía eléctrica, ya que por diversas causas no se ha logrado extender las redes eléctricas de distribución hasta estos sectores¹, no cuentan con el servicio de energía o este no es continuo las 24 horas del día. Para el caso en particular del municipio de Pisba en el departamento de Boyacá, se desea dar mayor uso a los recursos naturales que tienen alrededor, razón que motivó el desarrollo de este estudio.

Igualmente, esta monografía tiene en cuenta la ley del Ministerio de Energía de Colombia⁴ 1715 de 2014 así como el decreto 2143 de 2015, que establecen los lineamientos para la inclusión de las Fuentes No Convencionales de Energía en el Sistema Eléctrico Colombiano. Como estructura de esta monografía se tienen los estudios realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética: Mapa Hidrológico Colombiano y la información del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales⁵ ⁶. Para darle relevancia al proyecto y verificación de su

¹ C. Franco, I. Dyner, and S. Hoyos, "Contribución De La Energía Al Desarrollo De Comunidades Aisladas No Interconectadas : Un Contribution of the Energy At Development of Islated Communities in Not Interconnected Zones: a Case of Application of the Systems Dynamics and Sustainable Livelihood," *Dyna*, vol. 75, no. 154, pp. 199–214, 2008.

² European Small Hydropower Association, "Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica," p. 164, 2006.

³ "ELÉCTRICA Y POTENCIA MÁXIMA EN COLOMBIA Revisión Junio de 2016," 2016.

⁴ UPME, "Plan Nacional de Fuentes No Convencionales de Energía – PNFNCE," 2010.

⁵ UPME and BID, Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia. 2015.

⁶ Congreso de Colombia, "Ley N° 1715 del 13 de mayo de 2014," Upme, no. May, p. 26, 2014.

impacto social se tiene como referencia el plan de desarrollo municipal del municipio de Pisba 2016-2019⁷ al igual que los estudios hidrológicos y la normatividad ambiental vigente que está bajo las recomendaciones de Coorpoorinoquia^{4 8}, además del apoyo de industriales privados boyacenses que facilitaron la recolección de información de la red eléctrica actualmente instalada. Este marco referencial nos llevará al cumplimiento de los objetivos planteados para el desarrollo de esta monografía.

Para mostrar los resultados relevantes durante el desarrollo de este trabajo, se decidió estructurar este documento de acuerdo al desarrollo de los objetivos específicos. De igual forma, se tuvo en cuenta las recomendaciones del desarrollo de ingenierías previas de Pequeña Central Hidroeléctrica^{2 9}, así como los siguientes aspectos relacionados con el tema.

- Topografía y geomorfología del sitio.
- Evaluación del recurso hídrico y su potencial de generar de energía.
- Elección del sitio y del esquema básico del aprovechamiento.
- Selección de las turbinas y generadores, así como de sus equipos de control.
- Evaluación del impacto ambiental y estudio de las medidas para su mitigación.
- Evaluación económica del proyecto y su potencial de financiación.
- Marco institucional y procedimientos administrativos para obtener las autorizaciones.

Se describe el contenido detallado de este documento.

En los Capítulos 1, 2 y 3 “Marco Teórico, Referencial y Legal”, se da a conocer el marco referencial con el que se trabaja actualmente esta temática, así como la normatividad vigente en Colombia para este tipo de proyectos, los trabajos realizados previamente y las consideraciones técnicas a tener en cuenta para el desarrollo de la ingeniería conceptual de una Pequeña Central Hidroeléctrica.

² European Small Hydropower Association, “Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica,” p. 164, 2006.

⁴ UPME, “Plan Nacional de Fuentes No Convencionales de Energía – PNFNCE,” 2010.

⁷ J. Enrique and M. Malpica.

⁸ T. D. E. Contenido, “Environmental ingenieros consultores Ltda .,” p. 1–25.

⁹ Ministerio de Minas y Energía e Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, “Guía de diseño para pequeñas centrales hidroeléctricas.” p. 1–124, 1997.

Capítulo 4 “Metodología”, en este capítulo se describen los métodos y técnicas utilizadas para la ejecución del proyecto, descripción conceptual de las actividades y el flujograma con el que se recopiló y analizó la información.

Capítulo 5 “Caracterización de Pequeña Central Hidroeléctrica Pisba”, en este capítulo se analiza la información recolectada, tanto bibliográfica como el análisis energético cualitativo de la quebrada Farasí (Fuente hídrica estudiada con recorridos de reconocimiento a la zona), al igual que la determinación de las estaciones de medición de datos climatológicos pertenecientes al Instituto de Hidrología y Meteorología y Estudios Ambientales, y los requisitos técnicos en acuerdo a las necesidades del municipio de Pisba.

Capítulo 6 “Determinación equipos”, en esta etapa se muestra cómo se seleccionan los equipos y se determina el dimensionamiento básico de la Pequeña Central Hidroeléctrica, con el objetivo de determinar el alcance de la obra, la viabilidad y el presupuesto de obra para el municipio de Pisba.

Capítulo 7 “Consideraciones de conexión a la red”, en este capítulo se analiza el modo de conexión a la red y las consideraciones que se deben tener en cuenta para el suministro de potencia al municipio de Pisba; de igual forma, se determinan los tipos de red y facilidades necesarias para la entrada en servicio de la Pequeña Central Hidroeléctrica.

Capítulo 8 “Ingeniería conceptual”, en este aparte del libro se resumen todas las actividades, alcances y presupuestos a tener en cuenta para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle para la implementación de la Pequeña Central Hidroeléctrica en el municipio de Pisba.

Capítulo 9 “Conclusiones”, en este capítulo se evalúan los resultados generales de la monografía y se presenta al lector la información principal y los resultados concernientes a la ingeniería conceptual desarrollada.

Capítulo 10 “Recomendaciones y trabajo futuro”, en este aparte de la monografía, se indica al lector consideraciones y sugerencias que debe tener en cuenta para el planteamiento metodológico del proyecto, así como recomendaciones para la ejecución de la ingeniería básica y de detalle de una Pequeña Central Hidroeléctrica en el municipio de Pisba u obras similares.

Con esta información se pretende que el lector visualice la importancia de utilizar fuentes renovables para el suministro de energía y que los resultados de este trabajo sean utilizados como una herramienta para la solución del suministro energético confiable en el municipio de Pisba y que a su vez sirva como guía para el personal académico e industrial en el desarrollo de proyectos similares.

Se resalta también la importancia socioeconómica de realizar obras como esta; que contribuyen al desarrollo sostenible de los municipios del estado colombiano e igualmente a los entes que se interesan en estas posibilidades de desarrollo.

1. MARCO TEÓRICO.

1.1. PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

Una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH), es una instalación que permite aprovechar pequeñas cantidades de agua en movimiento que circulan por los ríos, el flujo de agua al pasar por las turbinas, provoca un movimiento de rotación que se transforma en energía eléctrica por medio de generadores, con una potencia instalada entre 1 MW y 30 MW¹⁰.

1.2. MEDICIÓN DE CAUDAL.

En la actualidad existen diversos métodos para medir el caudal de un río, el cual varía a lo largo del año, estas variaciones implican alteraciones al momento de realizar los diseños de las centrales hidráulicas.

1.2.1. Métodos para medir el caudal.

La medición del caudal, también llamada aforo, se puede desarrollar de diferentes formas y su elección depende del objetivo del monitoreo, la facilidad de acceso o tiempo con que se cuente y por supuesto, de las características de la fuente superficial que se pretenda medir, sus formas y movimientos¹¹. Las características del sitio y las condiciones ambientales al momento de su realización, también son fundamentales para definir cómo se hará la medición del caudal en ese momento específico. Dentro de los diferentes métodos o tipos de aforo se encuentran los siguientes:

1.2.1.1. Medición de caudal por el método volumétrico.

Este método se aplica cuando la corriente presenta una caída de agua, en la cual se pueda poner un recipiente con volumen conocido.

¹⁰Fuente: Que es una PCH?, <http://www.electrohuila.com.co/Portals/0/Noticias/pch%20ok.pdf>, p.1-2, jun 2016.

¹¹Fuente: Corantioquia, Manual Piragüero Programa Integral- Red agua. http://piragua.corantioquia.gov.co/piragua/publicaciones/3.Manual_Medici%C3%B3n_de_Caudal.pdf p.1-2, jun 2016.

1.2.1.2. Medición de caudal por el método área-velocidad o flotadores.

En este método, se mide la velocidad del agua en una sección de la quebrada o río. El método de flotadores es sencillo, pero inexacto.

1.2.1.3. Medición por método del vertedero de pared delgada.

El caudal en un canal abierto puede ser medido mediante un vertedor, que es una obstrucción hecha en el canal para que el líquido retroceda un poco atrás y fluya sobre o a través de ella. Si se mide la altura de la superficie líquida de la corriente arriba es posible determinar el caudal. Los vertederos, contruidos con una hoja de metal u otro material que permitan que el chorro o manto salgan libremente, reciben el nombre de vertederos de pared delgada¹².

1.2.2. Curva de duración de caudales.

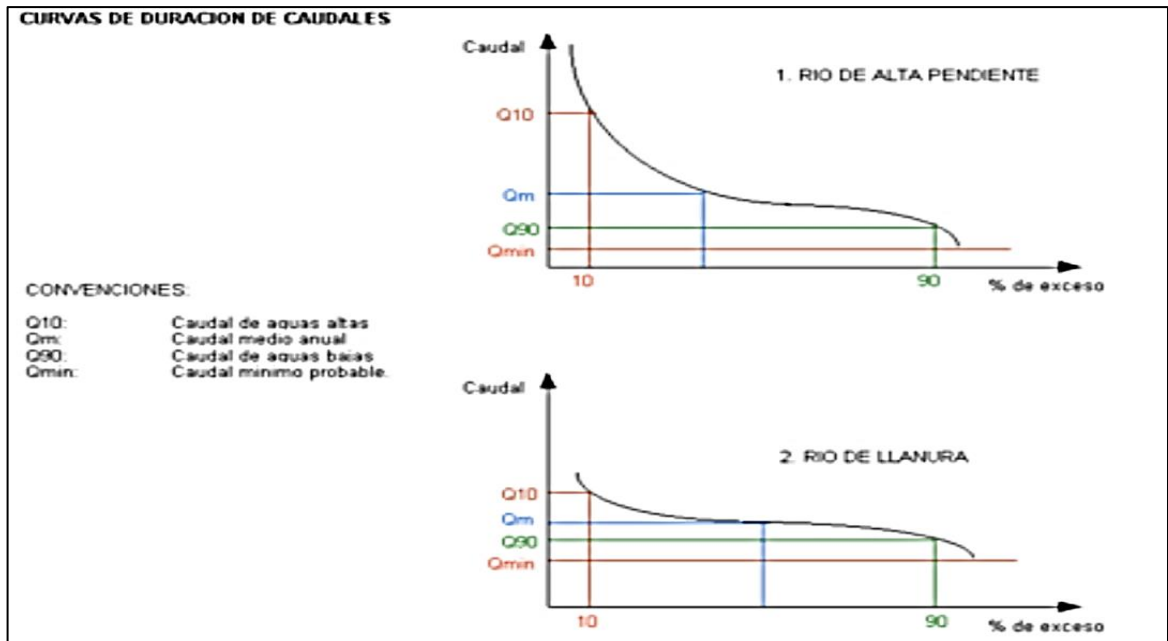
La curva de duración resulta del análisis de frecuencias de la serie histórica de caudales medios diarios en el sitio de captación de un proyecto de suministro de agua. Se estima que, si la serie histórica es suficientemente buena, la curva de duración es representativa del régimen de caudales medios de la corriente y por lo tanto puede utilizarse para pronosticar el comportamiento del régimen futuro de caudales, o sea el régimen que se presentará durante la vida útil de la captación¹³.

¹²Fuente:Vertederos de pared delgada

<http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulosos/medidores/vertpareddelg/vertpareddelg.html>, p. 1-6, jun 2016.

¹³ Fuente: Curvas de duración de caudales, <http://www.oocities.org/gsilvam/curvas.htm> p. 1, agosto 2016.

Figura 1. Curvas de Duración de Caudales Tipo.



Fuente: <http://www.oocities.org/gsilvam/curvas.htm>

Como se observa en la Figura 1, la escala vertical de la curva de duración representa caudales medios (diarios, mensuales o anuales) y la escala horizontal las probabilidades de que dichos caudales puedan ser igualados o excedidos.

1.2.2.1. Elaboración de la curva de duración de caudales.

Para la elaboración de la curva de duración es necesario calcular la frecuencia relativa (fr), la cual se halla con la ayuda de la Ecuación 1.

Ecuación 1. Cálculo de frecuencia relativa.

$$f_r(\%) = \frac{F}{N} \times 100 \quad \text{Ec. (1)}$$

Dónde:

- fr: frecuencia relativa.
- F: Frecuencia de los caudales.
- N: Número total de medidas

Luego de obtener el resultado de la frecuencia relativa (fr), se requiere calcular el caudal medio (Q_m) mediante la expresión de la Ecuación 2.

Ecuación 2. Cálculo del caudal.

$$Q_m = \sum \frac{(Q_i \cdot f_r)}{100} \quad \text{Ec. (2)}$$

Dónde:

- Q_m : Caudal medio.
- Q_i : Caudales medidos.
- fr : Frecuencia relativa.

A partir de las Ecuaciones 1 y 2 se elabora una tabla de frecuencias absolutas y relativas con las casillas que se observan en la Tabla 1.

Tabla 1. Frecuencias Absolutas y Relativas.

FRECUENCIAS ABSOLUTAS Y RELATIVAS			
<i>Caudal (m^3/s)</i>	<i>F</i>	<i>fr (%)</i>	<i>Duración (%)</i>

Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

1.2.3. Curvas de duración de potencias.

Es importante conocer la cantidad de energía eléctrica que se puede generar teniendo en cuenta los diferentes valores de caudal; es decir, conocer la cantidad aproximada energía producida en kWh al año¹⁴.

Si se multiplica la potencia por la duración se obtiene la energía total generada al año para los diferentes caudales de diseño, lo cual se realiza mediante la Ecuación 3.

¹⁴ Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

Ecuación 3. Cálculo de la potencia relativa.

$$P_r = \frac{Q \times H \times 9.8 \times \text{Duración}}{1000} [\text{kW}] \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde:

- Pr: Potencia relativa (kW).
- Q: Caudal (m³/s).
- H: Altura (m).
- 9.8: Peso específico del agua (kN/m³).

La Ecuación 4 que refleja la potencia útil que se entrega a la red se determina en función de la altura y el caudal.

Ecuación 4. Cálculo de la energía útil al año.

$$\text{Energía} = \frac{\text{Pot} \times \text{Duración} \times 8760}{100} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right] \quad \text{Ec. (4)}$$

De esta manera es necesario construir una tabla como la mostrada en la Tabla 2 con el cálculo de energías en la cual se evidencien los aspectos encontrados.

Tabla 2. Cálculo de energías

Altura H (m)	Caudal Q (m³/s)	Potencia kW	Duración %	Potencia promedio kW	Energía al año MWh
-----------------	--------------------	----------------	---------------	-------------------------	-----------------------

Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

1.3. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE LA TURBINA.

Las turbinas son turbo máquinas rotativas que permiten una transferencia energética entre un fluido y un rotor provisto de alabes o paletas, mientras el fluido pasa a través de ellos. La transferencia de energía tiene su origen en una gradiente de presión dinámica que se produce entre la salida y la entrada del fluido en el rotor, por lo que también se denominan a estas máquinas de presión dinámica¹⁵.

¹⁵ Fuente: Manuel Polo Encinas - Turbomaquinas Hidráulicas

1.3.1. Velocidad específica.

Uno de los principales criterios que se deben manejar a la hora de seleccionar el tipo de turbina a utilizar en una central, es la velocidad específica (Ns) cuyo valor exacto se obtiene a partir de la Ecuación 5¹⁶.

Ecuación 5. Cálculo de la velocidad específica.

$$Nq = n \frac{(Q/i)^{1/2}}{H^{3/4}} \quad Ns = n \frac{(P/i)^{1/2}}{H^{5/4}} \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

- Nq : Número específico de revoluciones según el caudal.
- Ns : Velocidad específica.
- i : Número de inyectores
- P : Potencia al freno de la turbina, en CV.
- Q : Caudal total (m³/s), que fluye por la turbina. En el caso de que se instalará más de una tobera el caudal será la sumatoria de los caudales que fluyen por las toberas.
- H : Salto neto de la central (m).
- n : Velocidad de giro de turbina en (rpm).

Un aspecto relevante en el cálculo de la velocidad específica Ns , es la velocidad de giro de la turbina N que viene expresada en rpm, la gran mayoría de las turbinas hidráulicas accionan alternadores en las centrales hidroeléctricas. Este conjunto debe girar a una velocidad constante, ya que la velocidad del grupo está relacionada con la frecuencia de la corriente y viene dada por la Ecuación 6.

Ecuación 6. Velocidad de giro de la turbina.

$$n = \frac{60 \cdot f}{z} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

¹⁶ Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

- f: Frecuencia (Hz).
- z: Pares de polos.

Una clasificación del tipo de turbina está dada utilizando la velocidad específica de la Ecuación 5 y los rangos son:

Tabla 3. Tipo de turbina según velocidad específica N_s .

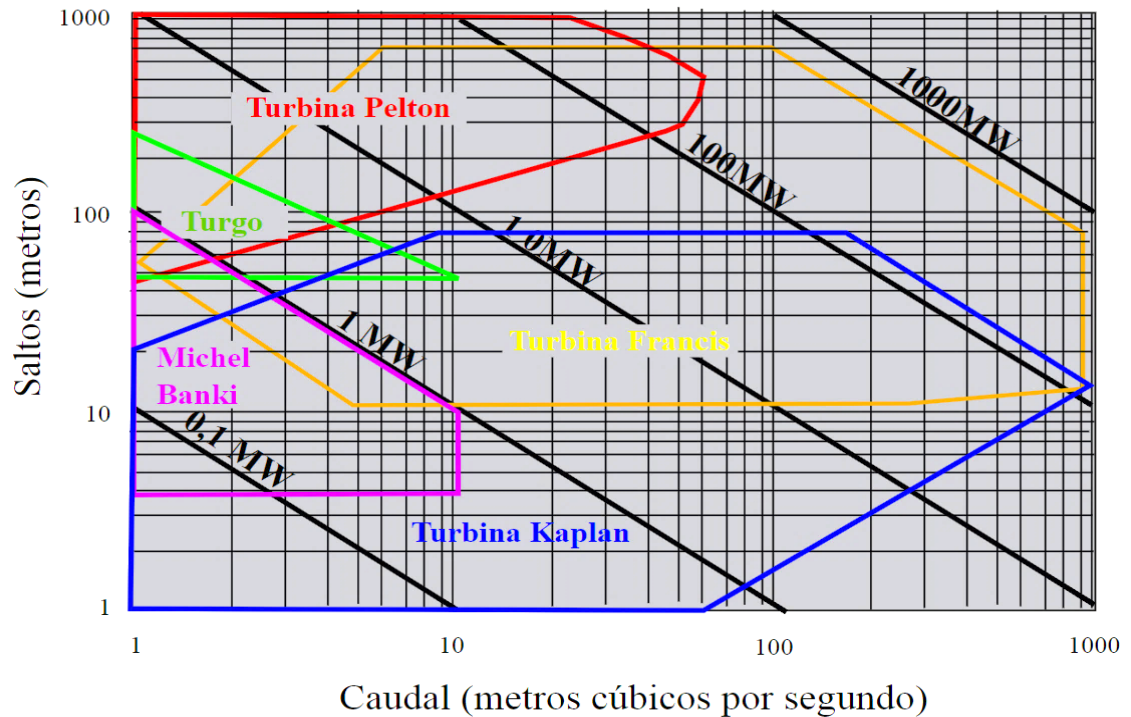
<i>Velocidad específica N_s</i>	<i>Tipo de Turbina</i>
De 5 a 30	Pelton con un inyector
De 30 a 50	Pelton con varios inyectores
De 50 a 100	Francis lenta
De 100 a 200	Francis normal
De 200 a 300	Francis rápida
De 300 a 500	Francis doble gemela rápida o express
Más de 500	Kaplan o hélice

Fuente:

http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/sel_turbinas/fondos/criterios.htm

Como se puede observar en la Tabla 3, el rango de las Francis es tan amplio que abarca parte del rango de las Pelton y también de las Kaplan, con tendencias a ser cada vez mayor con valores de N_s del orden de 300. De igual manera en la Figura 2 se observa el diagrama de selección de turbinas teniendo en cuenta los caudales y los saltos correspondientes para cada tipo de turbina.

Figura 2. Diagrama de selección de turbinas.



Fuente: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/e/ea/Turbinas.svg>

1.3.2. Potencia útil.

Es de gran importancia determinar la potencia útil que la turbina debe entregar al generador para que éste otorgue al sistema eléctrico una potencia determinada¹⁷. En estos casos la potencia útil se obtiene de la Ecuación 7.

Ecuación 7. Cálculo de la potencia útil.

$$P_T = \frac{P_g}{\eta_g \eta_{tr}} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

- P_g : Potencia máxima que el generador entrega al sistema eléctrico (kW).
- η_g : Eficiencia del generador.
- η_{tr} : Eficiencia de la transmisión mecánica utilizada entre la turbina y el generador.

¹⁷ Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

2. MARCO REFERENCIAL.

2.1. ENERGÍAS NO CONVENCIONALES COMO SOLUCIÓN DEL SUMINISTRO ENERGÉTICO.

2.1.1. Contexto internacional:

Aproximadamente el 81% de la energía consumida a nivel mundial proviene de fuentes fósiles, mientras que el 19% restante proviene de fuentes renovables. Actualmente, estas últimas se encuentran asociadas principalmente con el uso tradicional de la biomasa en aplicaciones como la leña para cocción de alimentos y calentamiento de espacios, y la hidrogenaría para generación eléctrica. En una menor medida, se aprovecha la energía proveniente de fuentes como el sol, la geotermia y la biomasa para su conversión en energía térmica a través del uso de tecnologías relativamente modernas, seguidas de estas y otras fuentes como la eólica para la generación de energía eléctrica. Finalmente, se suman al aprovechamiento de fuentes renovables el uso de biocombustibles en el sector transporte y tecnologías en etapas incipientes de desarrollo como es el caso de la energía de los mares en forma de mareas, oleaje, gradientes térmicos o gradientes salínicos¹⁸.

La dependencia mundial en el petróleo, el carbón, el gas natural y aun en los combustibles nucleares, como recursos fósiles disponibles en cantidades que pueden ser consideradas relativamente abundantes pero finitas, y las coyunturas económicas y geopolíticas asociadas, con su distribución geográfica y su dominio, han generado en muchos países la necesidad de iniciar una transición hacia el uso de recursos energéticos de carácter renovable, que a su vez contribuyan a la reducción de emisiones de efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático que viene experimentando el planeta. En tal contexto, China, Alemania, España, y Estados Unidos, se consolidan hoy en día como países pioneros en el desarrollo de las mayores capacidades instaladas en tecnologías para el aprovechamiento de la energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica y de las biomasas, como fuentes de origen renovable que hacen su aporte en el proceso de transición planteado en lo que a la generación de energía eléctrica se refiere. Entre tanto, países como Estados Unidos, Brasil y Alemania lideran la utilización de bioenergía en el sector transporte¹⁸, en tanto que Estados Unidos, Noruega, China, Japón y la Comunidad

¹⁸ REN21, 2014 citado en Unidad de Planeación Minero Energética UPME, 2015

¹⁹ Ecomento, 2014; Comisión Europea, 2012

Europea lideran la utilización de electricidad (en parte producida a partir de fuentes renovables) en ese mismo sector y otros países como China¹⁹.

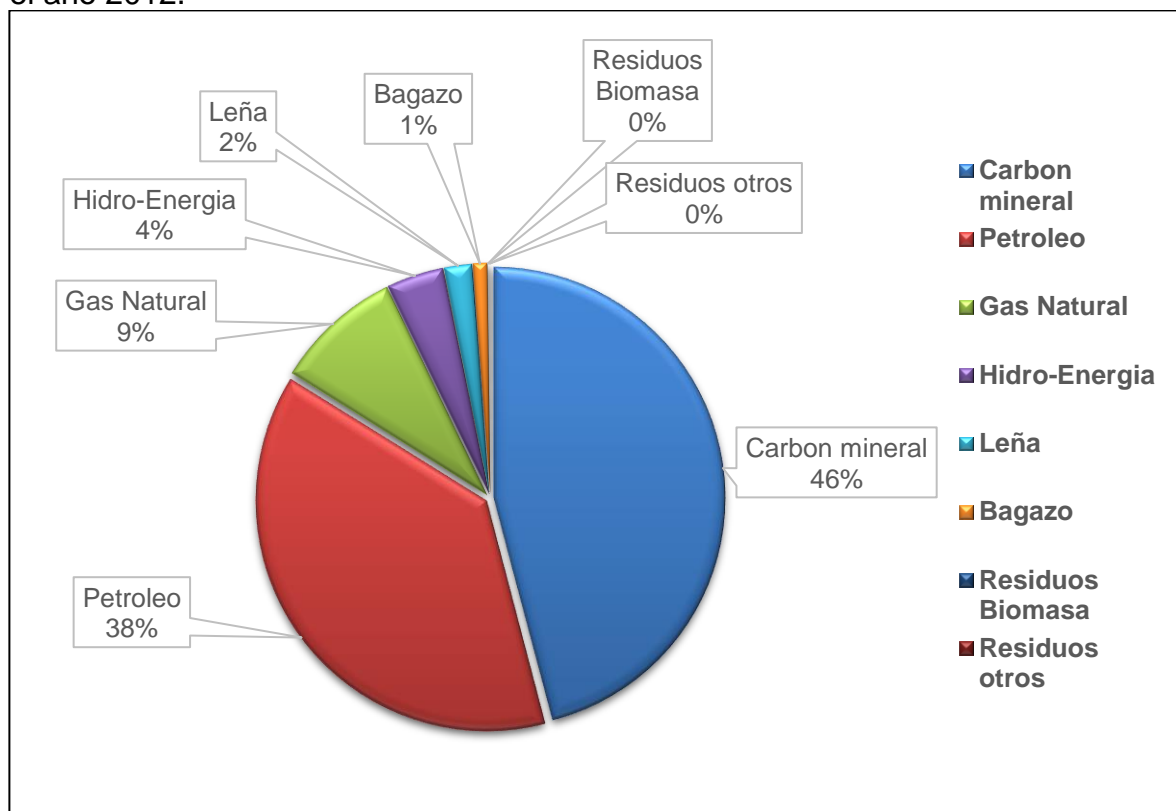
2.1.2. Contexto nacional.

Colombia es un país que goza de una matriz energética relativamente rica tanto en combustibles fósiles como en recursos renovables. Actualmente, la explotación y producción energética del país está constituida a grandes rasgos en un 93% de recursos primarios de origen fósil, aproximadamente un 4% de hidroenergía y un 3% de biomasa y residuos. De esa explotación primaria, el país exporta aproximadamente un 69%, principalmente en forma de carbón mineral (aprox. el 94% del producido, representando el 62% de las exportaciones energéticas) y petróleo (aprox. el 66% del producido, representando el 36% de las exportaciones energéticas), y utiliza un 31% del cual, cerca del 78% corresponde a recursos fósiles y el 22% a recursos renovables. En la Figura 3, se puede apreciar una distribución de la explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en el año 2012 según la UPME. El país depende entonces en cerca de un 78% de combustibles fósiles que hoy en día está en capacidad de autoabastecer, cuyos niveles de producción actuales (a 2013) indican reservas suficientes para cerca de 170 años en el caso de carbón, del orden de 7 años para el petróleo y 15 años para el gas natural. En el caso de este último, es necesario tener en cuenta que conforme las tasas de producción decrecen y la demanda aumenta, se prevé la necesidad de realizar importaciones a partir del año 2017 o 2018.²⁰

Dada la baja participación del carbón en la canasta energética doméstica, y la alta participación de combustibles líquidos derivados del petróleo y del gas natural, aun contando con el descubrimiento de nuevas reservas de estos recursos, el desarrollo de fuentes alternativas locales de energía que puedan sustituir por lo menos parcialmente el uso de estas fuentes en el transcurso de las próximas décadas cobra relevancia para satisfacer la demanda energética doméstica futura, a fin de no tener que ceder a una alta dependencia en la importación de estos energéticos convencionales en el largo plazo.

²⁰ Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia, Jun-2016

Figura 3. Explotación y producción nacional de recursos energéticos primarios en el año 2012.



Fuente: UPME 2012, Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia

http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf

2.2. PCH'S EN COLOMBIA.

2.2.1. Distribución regional de las pequeñas centrales hidroeléctricas construidas en Colombia.

El tipo de pequeña central más representativa, es el grupo entre 50 y 500kW o de mini centrales. Con el inventario adelantado para el Programa Nacional de Energías No Convencionales, el inventario efectuado por la Universidad Nacional de Colombia y la actualización que se ha venido desarrollando en el INEA, se contabilizan un total de 217 pequeñas centrales hidroeléctricas, menores de 5000kW, con una capacidad instalada estimada de 180MW, lo que equivale al 2,3% de la potencia total instalada, en centrales hidroeléctricas en Colombia y al 0,72% del potencial disponible estimado de pequeña escala (25.000MW). De estas

centrales, 38 se encuentran fuera de servicio, lo que equivale al 17,5% del total de pequeñas centrales hidroeléctricas y al 26,5% de la capacidad total instalada (47,8 MW).

La clasificación de las PCH's según su potencia se presenta en la Tabla 4, mientras que la distribución regional, por departamentos, de las pequeñas centrales hidroeléctricas se presenta en la Tabla 5. El mayor número instalado en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, se localizan en el departamento de Antioquía con el 19,69% (38 PCH's); el departamento con mayor capacidad instalada es Santander con 18,31 % (30,8 MW). Con el fin de unificar criterios y homologar conceptos, se ha utilizado la clasificación de la Organización Latinoamericana de Energía.

Tabla 4. Clasificación de las pequeñas centrales hidroeléctricas según la Organización Latinoamericana de Energía.

SEGÚN POTENCIA	
TIPOS	POTENCIA
<i>Pico centrales</i>	<i>0.5 -5 kW</i>
<i>Micro centrales</i>	<i>5-50 kW</i>
<i>Mini centrales</i>	<i>50-500 kW</i>
<i>Pequeñas Centrales</i>	<i>500-5000 kW</i>

Fuente: Organización Latinoamericana de Energía.

Con base en la clasificación, las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en Colombia tienen la siguiente distribución: 13 Microcentrales con 220kW instalados, 101 Minicentrales con 22220kW instalados, Pequeñas Centrales, 79 con 149676kW instalados.

Tabla 5. Distribución de las pequeñas centrales hidroeléctricas en los departamentos de Colombia.

DEPARTAMENTO	NÚMERO PCH'S	CAPACIDAD INSTALADA kW
ANTIOQUIA	38	17171
BOYACÁ	8	5005
CALDAS	2,3	17192
CAQUETA	1	45
CAUCA	12	11140
CHOCO	1	2000
CUNDINAMARCA	13	14765
HUILA	9	9865
META	3	628
NARIÑO	98	9836

PUTUMAYO	3	714
QUINDIO	7	11915
RISARALDA	3	6570
SANTANDER	24	30852
TOLIMA	8	11211
VALLE	17	16810
TOTAL	193	168517

Fuente: Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas-INEA- (E. Torres, G Parga.) Actualizado E. Torres 2012.

2.2.2. Características constructivas de las pequeñas centrales hidroeléctricas en Colombia.

Los inventarios disponibles disponen de muy pocas fichas técnicas completas, acerca de las características constructivas de las PCH's. En cuanto a las obras civiles, sobre una muestra de 57 fichas técnicas de Pequeñas Centrales se observó cómo 96,5% (55 centrales) tienen presas y canales de conducción construidos en concreto y sólo en el 3,5% restante se utilizó presas de madera y tierra.

En cuanto a tuberías de conducción, sobre una muestra de 65 pequeñas centrales, se notó que en el 93.8% (61 centrales) se utilizaron tuberías de acero. En el 4,6% (3 centrales) se empleó tubería de asbesto cemento y sólo en una se utilizó tubería PVC. Este hecho, evidencia la tendencia al uso de tecnologías convencionales de alto costo en la construcción de PCH's en Colombia.

Entre los diversos tipos de turbinas utilizados por las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, las más utilizadas son las tipos Francis (el 31.61 % de las centrales utilizan esta turbina) y las tipo Pelton (utilizadas por el 27 ,98% de las centrales). La Tabla 6 muestra el tipo, número de pequeñas centrales y potencia instalada por tipo de turbina.

Las menos comunes, son las tipo Kaplan (sólo una PCH's cuenta con este tipo de turbina) y las bombas centrífugas utilizadas como turbinas, La turbina Francis es la más utilizada en las centrales tipo Pequeña Central y Minicentrales, en tanto que las turbinas Michell-Banki es la más utilizada en las centrales tipo Microcentral.

Tabla 6. Número de pequeñas centrales y potencia instalada por tipo de turbina.

TIPO TURBINA	NUMERO CENTRALES	POTENCIA INSTALADA kW
<i>PELTON</i>	<i>54</i>	<i>58435</i>
<i>FRANCIS</i>	<i>61</i>	<i>69008</i>
<i>MICHELL-BACK</i>	<i>7</i>	<i>245</i>
<i>COMBINADOS(P-F)</i>	<i>9</i>	<i>13506</i>
<i>OTROS</i>	<i>3</i>	<i>1383</i>
<i>SIN Información</i>	<i>59</i>	<i>25940</i>
TOTAL	193	168517

Fuente: INEA, 1997. E. Torres, G Parga. Actualizado E. Torres 2012.

2.2.3. Proyectos para aprovechamiento hidráulico menor de 5000kW.

Los proyectos para pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 5000kW, dentro del inventario de -PNENC-, de PROMONARIÑO y la actualización que se ha venido haciendo del mismo, contabiliza un total de 77 proyectos, con un potencial instalable de 82MW aproximadamente.

Dentro de las diversas etapas de estudio, cerca del 60% de a partir del Decreto 588 de 1991 y del Decreto 1494, por medio de los cuales el Gobierno Nacional reestructuró el INEA, asignándole nuevas funciones y específicamente en el campo de las energías alternativas y en el uso racional de energía, el Instituto ha venido ejecutando proyectos orientados a realizar, promover y difundir investigación y desarrollo tecnológico en pequeñas centrales hidroeléctricas.

3. MARCO LEGAL.

El presente estudio se elaboró teniendo en cuenta lo establecido en la Constitución Política Colombiana que incluye las leyes, decretos, resoluciones y regulación que se establece para la implementación de una PCH como solución al abastecimiento de energía.

Ley 1715 del 13 de marzo de 2014: “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.”

Decreto número 2143: “Por el cual se adiciona el decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo 111 de la ley 1715 de 2014.”

Decreto Ley 2811 de 1974: Código de los recursos naturales renovables y protección al medio ambiente.

Ley 373 del 6 de junio de 1997: “Por la cual se establece el programa para el uso eficiente y ahorro del agua”

Resolución CREG no. 025 de 1995: “Por la cual se establece el código de redes, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional”, anexo denominado código de redes define, entre otros, los criterios de planeamiento del STN y los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir por o para su conexión”

Resolución CREG 030 de 1996: “Por la cual se complementan los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión a los sistemas de transmisión nacional, sistemas de transmisión regional o sistemas de distribución local.”

Resolución 086 de 1996: “Por la cual se reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al sistema interconectado nacional (SIN)”.

Resolución CREG 070 de 1998: establece el reglamento de distribución de energía eléctrica, el cual en el numeral 4.5 señala: “en el caso de generadores, plantas

menores, auto-generadores o cogeneradores que proyecten conectarse al sistema de energía, el procedimiento para la conexión se rige en lo que aplique a lo dispuesto en las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 030 de 1996 y demás normas que las modifiquen o sustituyan.

Resolución no.082 del 2002, “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de Transmisión regional y distribución local”.

Resolución no. 181462 de noviembre 10 de 2004: “Por medio de la cual se modifica el artículo 1° de la resolución 18 1401 del 29 de octubre de 2004. Que mediante la resolución 1811401 del 29 de octubre de 2004 se adoptó el factor de emisión de gases de efecto invernadero para los proyectos de generación de energía con fuentes renovables conectados al sistema nacional cuya capacidad Instalada sea igual o menor a 15MW”.

4. METODOLOGÍA.

Para la ejecución de este proyecto es necesario tomar mano de varias metodologías, de acuerdo plasmándolo en etapas de desarrollo. En primer lugar, se hace una evaluación descriptiva de las condiciones socioeconómicas, geográficas y geológicas del área de impacto. Por otra parte, se recurre al proceso deductivo para la selección de información y selección de premisas para concluir con una ingeniería conceptual adecuada para la toma de decisiones.

El proceso metodológico lleva a la implementación de IV (cuatro) etapas que ayudarán a describir las actividades necesarias para el cumplimiento a cabalidad de los objetivos propuestos. Así mismo se detalla un flujograma para visualizar el cómo se obtiene la información, su proceso de análisis y formalización para la presentación al lector.

4.1. ACTIVIDADES.

Etapas I. Recopilación de información:

- Visita de campo para identificación de la zona.
- Revisión bibliográfica, IDEAM, LEGAL, UPME, TECNICA.
- Recopilación de información técnica de las redes eléctricas de Pisba.
- Solicitud de informes hidrológicos de las estaciones de monitoreo al IDEAM.

Etapas II. Evaluación de la información.

- Determinar condiciones geográficas y topográficas de Pisba.
- Evaluación del recurso hídrico.
- Selección del sistema básico de aprovechamiento.
- Elección de equipos.

Etapas III. Realizar informes de la PCH para el municipio de Pisba.

- Ingeniería conceptual de la PCH dimensional.
- Determinación del alcance de la obra.
- Determinar presupuesto del proyecto.
- Informe final.

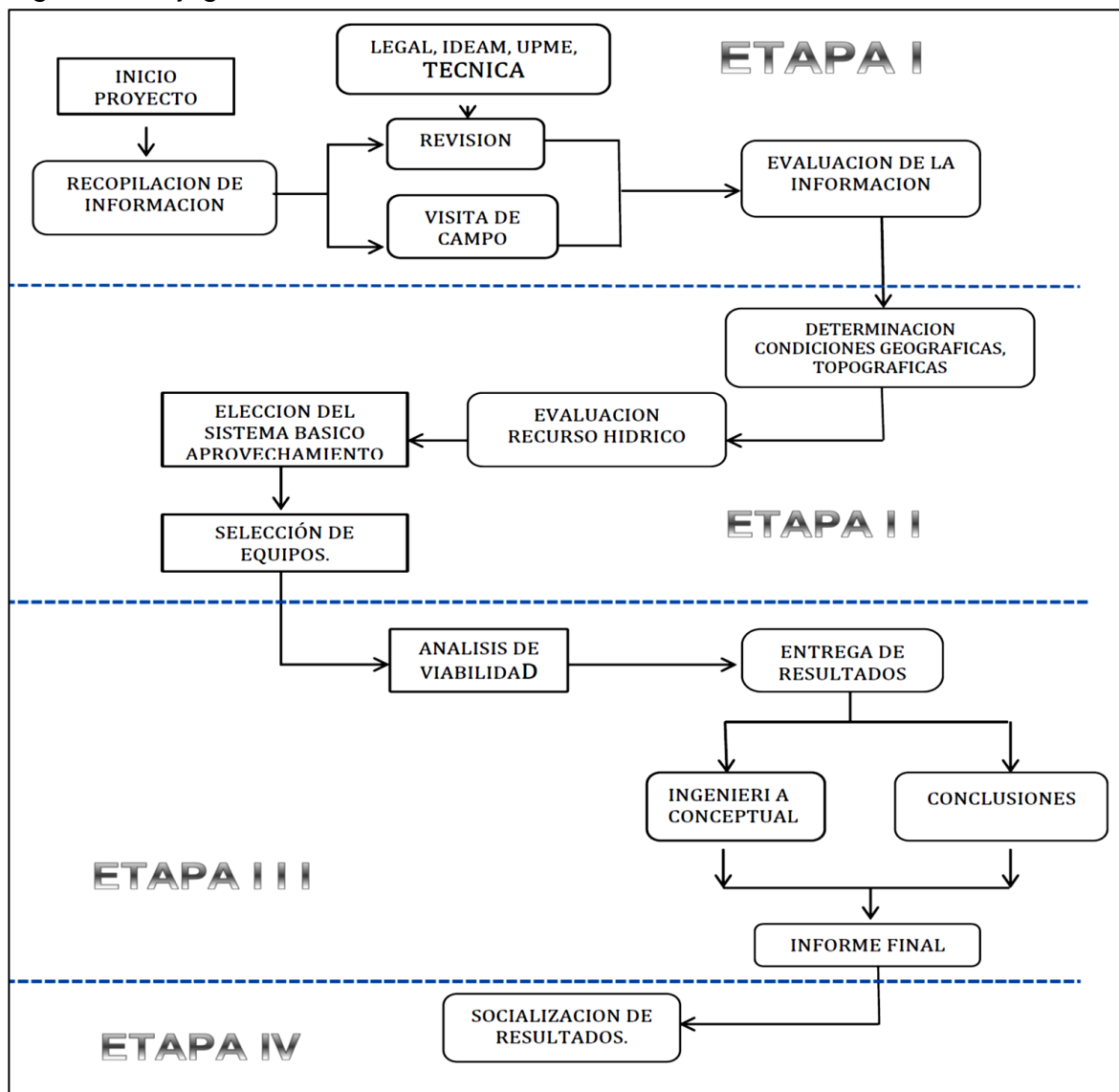
Etapa IV. Socialización de la información.

- Socialización pública de resultados.
- Publicación de monografía informe final.

4.2. FLUJOGRAMA.

La secuencia de etapas y sus respectivas actividades se presentan a continuación, por medio de la Figura 4.

Figura 4. Flujoograma.



Fuente: Autores.

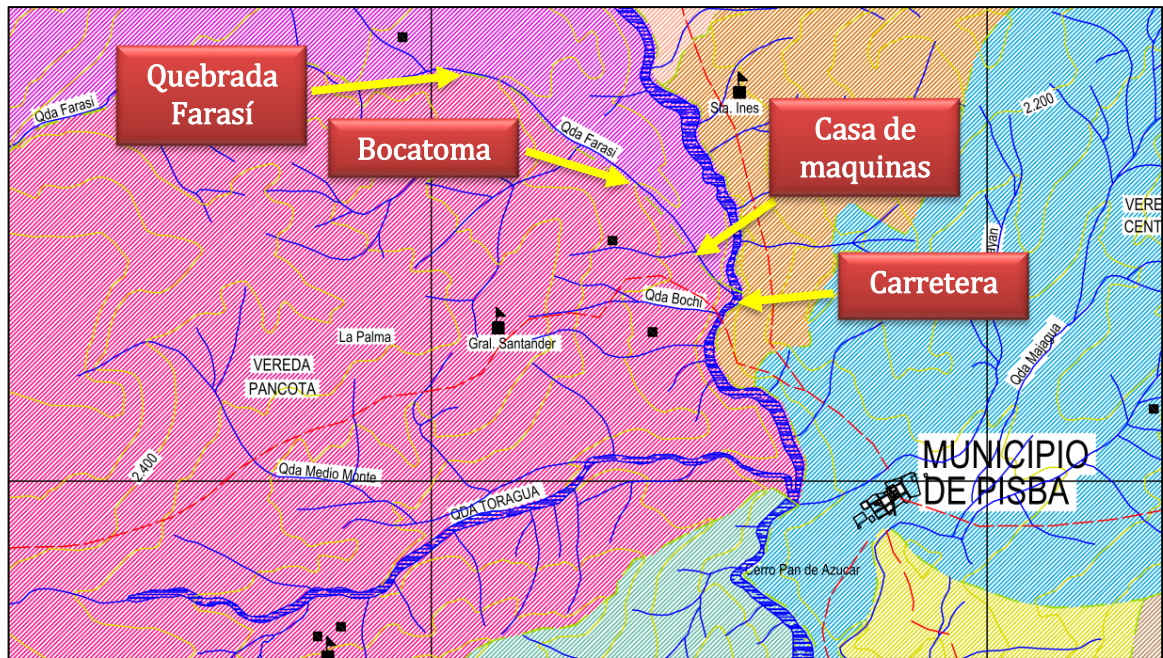
5. CARACTERIZACION DE LA PCH.

5.1. UBICACIÓN DEL PROYECTO.

El Municipio de Pisba se ubica al oriente del departamento de Boyacá, a 176 kilómetros al este de Tunja, capital del departamento. Su población urbana presenta el mayor número de habitantes, 442 personas, representando el 28% del total de los habitantes⁷. De acuerdo al plan de desarrollo municipal el resto de la población está distribuida en 10 veredas del municipio, distantes de la cabecera municipal. Para facilitar el montaje de la PCH, y considerando la red que debe construirse para interconectar o alimentar a la mayoría de usuarios, en este caso el centro donde se encuentra la densidad más alta de población; se toman las consideraciones de diseño de la PCH⁹ en la cual se estima tener una red de distribución no mayor a 20km. Considerando la fuente hídrica y su ubicación geográfica; se evalúa la zona con un desnivel de posible bocatoma a la casa de máquinas superior a los 100 m en varios puntos de la quebrada. Como criterio de selección de las obras consideramos la vía de acceso existente que facilita el traslado de materiales y equipos para el montaje de la PCH.

De acuerdo con las premisas anteriores, la ubicación de la pequeña central hidroeléctrica está proyectada en las siguientes coordenadas: Latitud 5°45'10.95"N, longitud 72°30'40.85"O, en el punto más alto y latitud 5°44'33.18"N, longitud 72°29'46.02"O en el punto más bajo de la quebrada Farasí. Para la casa de máquinas y la subestación se plantean las coordenadas latitud 5°44'34.12"N, longitud 72°29'50.51"O, dado que es un terreno estable y de fácil acceso, la distancia desde la cabecera municipal de Pisba en el departamento de Boyacá es de 4km por la vía existente, como se indica en la Figura 5. [Ver Anexo A].

Figura 5. Ubicación de la pequeña central hidroeléctrica.



Fuente: Google Maps - Plan de Ordenamiento Territorial 2016 2019, Pisba.

5.2 RECURSO HIDRICO.

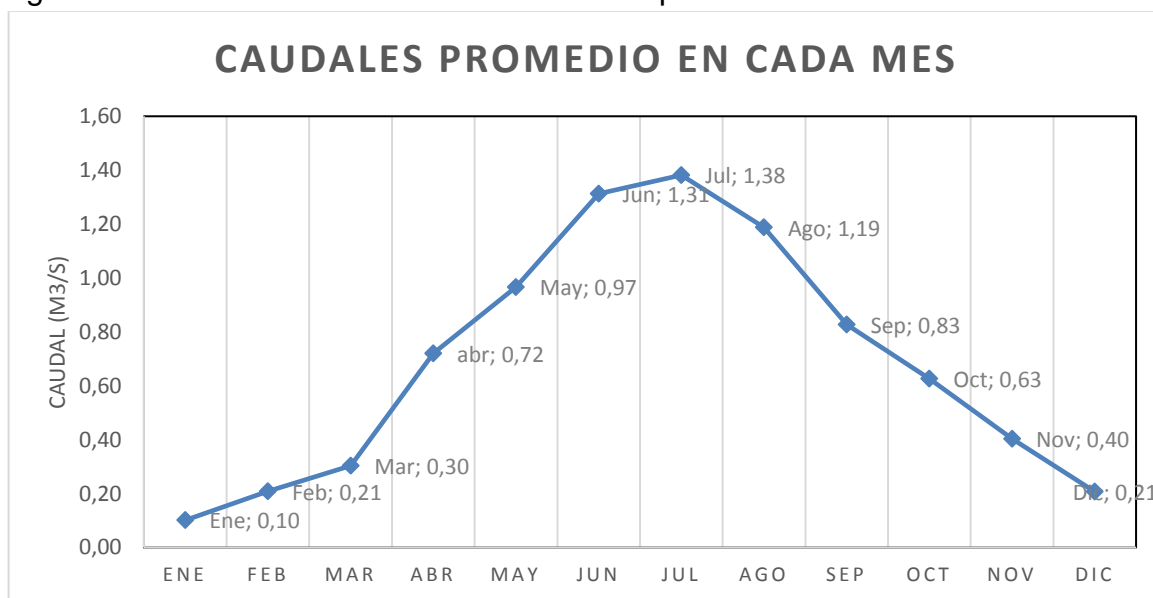
El afluente hídrico que alimentará la Pequeña Central Hidroeléctrica será la microcuenca quebrada Farasí⁸, la cual nace en el Alto La Horqueta (Páramo el Crisol) y hace parte del Parque Nacional Natural de Pisba a 3200 m.s.n.m., desemboca al Río Pisba a 1350 m.s.n.m. y tiene una dirección predominante NW-SE. El área total de la microcuenca es de 27,41km² y se ha clasificado como una corriente de quinto orden.

La red de drenaje que presenta es dendrítica a subparalelo; el curso en su parte alta y media, se encuentra en buen estado de conservación, pero en la parte baja ha sufrido una intensa actividad antrópica por la potrerización de sus vertientes aledañas. En este sector, la corriente corta una terraza de un antiguo abanico fluvio-glacial, siendo este un factor detonante para desestabilizar las márgenes de esta geoforma.

5.3. DETERMINACIÓN DEL CAUDAL

Para determinar el caudal útil que ofrece la quebrada Farasí, se hace uso de los datos recolectados por las estaciones meteorológicas pertenecientes al IDEAM verificado con la estación Puente Las Canas (3519707) y El Cardón (3523501), las cuales tienen los registros de caudales medios mensuales desde el año 1974 hasta el 2016 en m^3/s . Una evaluación de la información meteorológica en la cuenca a lo largo de los últimos 42 años, es usada mediante el análisis estadístico para predecir las variaciones estacionales del caudal, mostrando el promedio de caudal mensual para cada mes en la Figura 6. Para corroborar la información suministrada por IDEAM se hace muestreo del caudal durante el periodo de enero a diciembre del 2016 obteniendo resultados muy similares, lo que evidencia que los datos de las estaciones meteorológicas son confiables. Para mayor detalle de las mediciones ver Anexo B.

Figura 6. Análisis estadístico del caudal de la quebrada Farasí.



Fuente: Autores.

Con los datos tomados por el IDEAM, se elaboraron tablas de frecuencias absolutas y relativas mostradas en el siguiente ítem, agrupando los datos en clases de rangos. La tabla de frecuencias relativas y acumuladas representa de buena forma la curva de duración de caudales.

5.4. ELABORACIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES.

Tomando como base el historial de datos de la quebrada Farasí con respecto a la altura del nivel y del caudal, y de la Ecuación 1 se elaboró la Tabla 7, la cual muestra las frecuencias absolutas y relativas para diferentes alturas del nivel de la quebrada.

Tabla 7. Frecuencias absolutas y relativas.

Caudal (m ³ /s)	f _r	f _r (%)	Duracion %
2,35	1	0,19%	0,19%
2,25	2	0,39%	0,58%
2,15	0	0,00%	0,58%
2,05	0	0,00%	0,58%
1,95	1	0,19%	0,78%
1,85	4	0,78%	1,55%
1,75	6	1,16%	2,71%
1,65	16	3,10%	5,81%
1,55	9	1,74%	7,56%
1,45	8	1,55%	9,11%
1,35	15	2,91%	12,02%
1,25	21	4,07%	16,09%
1,15	26	5,04%	21,12%
1,05	32	6,20%	27,33%
0,95	25	4,84%	32,17%
0,85	31	6,01%	38,18%
0,75	37	7,17%	45,35%
0,65	36	6,98%	52,33%
0,55	30	5,81%	58,14%
0,45	38	7,36%	65,50%
0,35	39	7,56%	73,06%
0,25	46	8,91%	81,98%
0,15	49	9,50%	91,47%
0,05	44	8,53%	100,00%

Fuente: Autores.

El parámetro duración indica el porcentaje del tiempo en un año en que la quebrada mantiene por lo menos el nivel y caudal mostrado en cada fila, por medio de este parámetro podremos considerar la constancia de los caudales a través del tiempo y

así seleccionar el caudal más óptimo partiendo de que la central deberá trabajar un 50 % a plena carga.

Con los datos obtenidos se procedió a diseñar la pequeña central con un caudal de 0,65 m³/s que es el valor de mayor caudal para que la central trabaje mínimo a un 50% de carga durante un año.

5.4.1. Caudal ecológico o caudal reservado.

Una abstracción de agua incontrolada, aunque se devuelva al cauce una vez pasada por la turbina, hará que el tramo cortocircuitado quede prácticamente seco, con serio peligro para la supervivencia de la biota acuática².

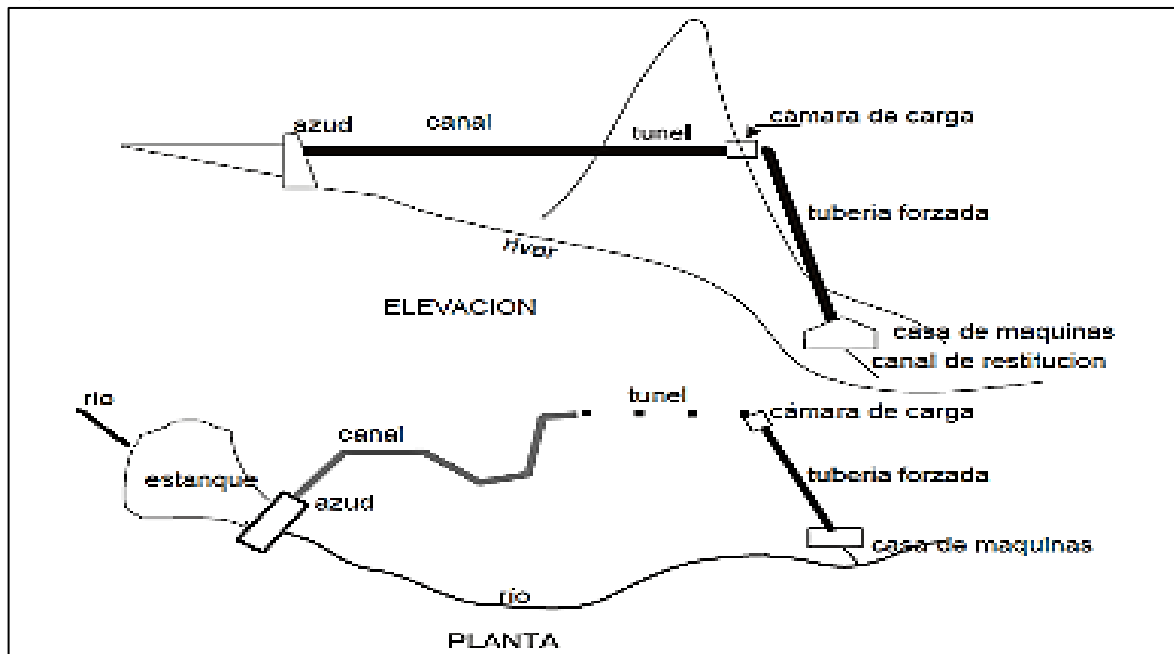
Para evitarlo, la autorización para derivar agua va siempre acompañada de la obligación de mantener un cierto caudal reservado en el tramo de río comprendido entre la toma y la restitución. Este caudal es conocido, según países o regiones con múltiples nombres: "Caudal ecológico", "Caudal reservado", "Caudal de compensación". La evaluación de este caudal está en manos de las autoridades nacionales, sin embargo, con el fin de avanzar en los cálculos se tiene en cuenta que el caudal mínimo registrado por el IDEAM es de 0,002 m³/s, se estimará un caudal ecológico de 0,05m³/s, por lo cual el nuevo caudal de trabajo para la PCH es de 0,6 m³/s (Los cálculos deberán reevaluarse con base al caudal ecológico que determine la autoridad ambiental, se sugiere variar la altura de caída de agua para compensar el cambio en caudal).

5.5. PARÁMETROS PARA SELECCIÓN DISEÑO SISTEMA BÁSICO DE APROVECHAMIENTO.

El recurso hídrico de la quebrada Farasí y sus condiciones geográficas se ajustan para posicionar la casa de máquinas cerca de la vía existente, de igual manera el sistema de boca-toma se puede instalar fácilmente a más de 100 m por encima del nivel de la casa de máquinas. Teniendo en cuenta la versatilidad que poseen los distintos tipos de turbinas hidráulicas y basados en los argumentos de la guía de diseño de PCH'S de la UPME y la European Small Hydropower Association^{2 9} y verificando que la quebrada Farasí ofrece las condiciones de aprovechamiento de montaña, ver Figura 7, en las cuales la utilización de la turbina Pelton se hace útil por su alta eficiencia a bajos caudales y alturas superiores a los 100m como se muestra en la Figura 2.

Así mismo la guía de diseño de PCH indica que una turbina Pelton se diseña para operar aprovechando saltos del orden de 100 metros y su eficiencia estará comprendida entre 70% y 92%. La principal ventaja de ese tipo de turbinas Pelton es que proporciona elevadas eficiencias que se obtienen en su operación a bajas cargas. Lo anterior se toma como la principal razón para seleccionar una turbina Pelton como equipo de extracción del potencial hidráulico, para satisfacer las distintas variaciones de demanda energética durante el día y a través de los años de vida útil que se estime para la central.

Figura 7. Esquema de un aprovechamiento de montaña.



Fuente: Guía de construcción PCH UPME.

Considerando la turbina como el equipo principal en un tipo de aprovechamiento hídrico tipo PCH, definimos esta como entrada de diseño y referente para el estudio de los demás elementos que componen el esquema de generación, como son:

- Bocatoma.
- Desarenador.
- Tubería de admisión de caudal.
- Cámara de carga.
- Tubería cámara de carga –casa de máquinas.
- Casa de máquinas.
- Red de transmisión eléctrica.

5.6. CONDICIONES INICIALES PARA EL DISEÑO DE LA TURBINA.

Para determinar las dimensiones del sistema PCH se toma como información de entrada el levantamiento e informe de la red eléctrica existente y propuesta para el año 2016 del municipio de Pisba Boyacá realizada por la oficina de planeación, quienes facilitaron el informe de carga instalada y proyectada.

De acuerdo al estudio se evidencia que la carga instalada en el municipio de Pisba actualmente es de 100kVA, con una proyección de nuevas cargas de 230kVA, para un total de 330kVA (Ver anexo C).

La energía eléctrica que debe generar la PCH debe soportar la demanda eléctrica del municipio, de esta forma podemos considerar como potencia de diseño la carga máxima proyectada de 330kVA, satisfaciendo la demanda aun cuando el suministro por parte de la red nacional conectada al nodo de alimentación del municipio de Pisba falle.

5.6.1. Altura neta del salto.

El método para calcular la altura neta, fue medición en campo por medio de GPS. Se tomaron varios puntos con alturas en promedio de 1549m en la parte baja de la quebrada, y 1970m en la parte alta, con los cuales se pudo determinar que la altura máxima es de 421m.

5.6.2. Curvas de duración de potencias.

De acuerdo a las Ecuaciones 3 y 4 se construyó la Tabla 8, de cálculo de energías para diferentes alturas de la caída neta de agua teniendo en cuenta el caudal y su duración promedio durante un año.

Tabla 8. Cálculo de energías

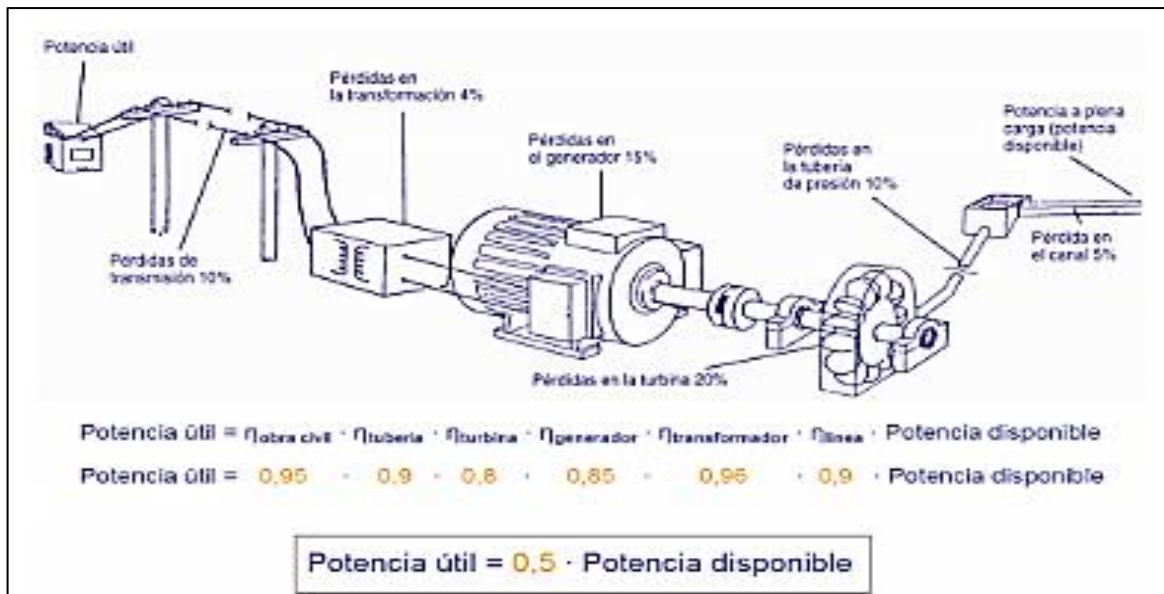
<i>Altura H (m)</i>	<i>Caudal Q (m³/s)</i>	<i>Potencia kW</i>	<i>Duración %</i>	<i>Potencia promedio kW</i>	<i>Energía al año MWh</i>
25	0,60	147	52,3%	77	673,81
50	0,60	294	52,3%	154	1347,61
75	0,60	441	52,3%	231	2021,42
100	0,60	588	52,3%	308	2695,23
125	0,60	735	52,3%	385	3369,03
150	0,60	882	52,3%	462	4042,84

Altura H (m)	Caudal Q (m³/s)	Potencia kW	Duración %	Potencia promedio kW	Energía al año MWh
175	0,60	1029	52,3%	538	4716,65
200	0,60	1176	52,3%	615	5390,46
225	0,60	1323	52,3%	692	6064,26
250	0,60	1470	52,3%	769	6738,07
275	0,60	1617	52,3%	846	7411,88
300	0,60	1764	52,3%	923	8085,68
325	0,60	1911	52,3%	1000	8759,49
350	0,60	2058	52,3%	1077	9433,30
375	0,60	2205	52,3%	1154	10107,10
400	0,60	2352	52,3%	1231	10780,91

Fuente: Autores.

De la Tabla 8, se obtiene que para el caudal seleccionado de 0,6 m³/s se puede obtener una potencia relativa de hasta 1.231kW para una caída de 400m, sin embargo, la carga que se requiere alimentar es de 330kVA, lo cual bajo un factor de potencia típico el 0,91 equivale a 300kW.

Figura 8. Eficiencias típicas en las diferentes secciones de la PCH.



Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

Teniendo en cuenta las eficiencias típicas mostradas en la Figura 8 obtenemos una eficiencia global estimada del 0,502, lo cual significa que la potencia generada para cubrir la demanda de 300kW debe ser de mínimo 597kW, bajo este parámetro se elige una caída neta de agua de 200m con lo cual se genera un promedio mensual de 615kW.

También se realiza la medición de la tubería necesaria desde el punto de boca toma pasando por la cámara de carga hacia la casa de máquinas y finalmente se determina una longitud total de la tubería de presión de 437m.

6. DETERMINACIÓN DE EQUIPOS.

6.1. CÁLCULO DE LA CAPTACION DE AGUA.

6.1.1. Toma de Agua

La toma de agua hidráulica, tiene la función de regular y captar un caudal determinado de agua para la producción de energía hidroeléctrica. Se diseña la toma por medio de la Ecuación 8 y teniendo en cuenta las siguientes consideraciones;

- La quebrada Farasí tiene en condiciones máximas un ancho de 3m.
- El caudal mínimo de trabajo es de 0,6m³/s.
- Se dimensiona una toma de agua con una autonomía de 1 día.

Se construirá a la entrada de la toma de agua, una rejilla que impida el paso de objetos grandes como piedras o ramas con varillas de 1" separadas cada 5cm el ancho efectivo de la bocatoma será de 1,5m;

Ecuación 8. Cálculo altura de la bocatoma.

$$H_b = \left(\frac{Q}{1,84 L} \right)^{2/3} \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde,

H_b : Altura de la bocatoma.

Q : Caudal de diseño.

L : Ancho efectivo de la bocatoma.

Reemplazando los valores tenemos que,

$$H_b = \left(\frac{0,6}{1,84(1,5)} \right)^{2/3}$$
$$H_b = 0,36m$$

Por lo tanto, se toma una altura mínima de la bocatoma de 40cm, se determina la capacidad de la bocatoma, se establece que se requiere un suministro diario de 0,6m³/s durante 24 horas de autonomía, por lo tanto, la cantidad de almacenamiento de agua, debe ser: 51.840m³. Así entonces, el largo de la boca toma es de:

Ecuación 9. Cálculo de la velocidad del agua en la bocatoma.

$$v_b = \frac{Q}{(L)(H_B)} \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde,

v_b : Velocidad del agua en la bocatoma.

H_b : Profundidad de la lámina de agua sobre la presa (m)

Q : Caudal de diseño.

L : Ancho de la bocatoma.

Reemplazando los valores se tiene,

$$v_b = \frac{0,6}{(2)(0,5)}$$
$$v_b = 1,2 \text{ m/s}$$

Dado que la velocidad obtenida es superior a 0,3 m/s e inferior a 3 m/s se considera que el diseño es aceptable.

6.1.2. Canal colector.

Para el diseño de esta obra utilizamos las ecuaciones de alcance de chorro, con las cuales podemos determinar el ancho del canal colector, de la siguiente manera:

Ecuación 10. Cálculo del ancho del canal colector.

$$x_s = v_b^{2/3} + 0,6H^{4/7} \quad \text{Ec. (10)}$$
$$x_i = v_b^{4/7} + 0,6H^{3/4}$$
$$B = x_s + 0,1$$

Donde,

x_s : Alcance filo superior (m)

x_i : Alcance filo inferior (m)

H : Profundidad de la lámina de agua sobre la presa (m)

B : Ancho del canal colector (m)

Reemplazando los valores,

$$\begin{aligned}x_s &= 1,2^{2/3} + 0,6(0,5)^{4/7} = 1,54 \text{ m} \\x_i &= 1,2^{4/7} + 0,6(0,5)^{3/4} = 1,47 \text{ m} \\B &= 1,54 + 0,1 = 1,64 \text{ m}\end{aligned}$$

Se toma un ancho de canal de 1,8 m.

6.2 CÁLCULO DE LA TUBERÍA.

6.2.1. Cálculo del diámetro de la tubería.

Para el cálculo del diámetro de la tubería se hará uso de la teoría de Fahlbusch descrita en la Ecuación 11, como se muestra a continuación.

Ecuación 11. Cálculo del diámetro de la tubería.

$$d = 0.52H^{-1/7}(P/H)^{3/7} \quad \text{Ec. (11)}$$

Donde:

- P : Potencia estimada en kW.
- H : Altura total del sistema.

Reemplazando los valores se obtiene

$$\begin{aligned}d &= 0.52(200)^{-1/7}(1176/200)^{3/7} \\d &= 0,521\text{m} = 521,2 \text{ mm}\end{aligned}$$

Con este valor y teniendo en cuenta que la presión con una columna de agua de 200m es de 19,6 bar, se consulta el catalogo GPR PAVCO de tubería de poliéster reforzada con fibra de virio, pues dentro de sus aplicaciones está la de pequeñas centrales hidroeléctricas escogiendo el diámetro de 600mm, PN25 (soporta 25 bar)

con una rigidez SN 10.000 cuyo diámetro interno es de 595,3mm con un espesor de pared de 10,6mm. Para esta tubería, según el manual, se puede transportar agua a una velocidad máxima de 3,79 m/s, para el diseño el flujo es de 0,6 m³/s por lo cual en esta tubería la velocidad será de 2,16 m/s, lo que indica que es viable y seguro usarla.

6.2.2. Cálculo de la Rugosidad Relativa.

Está regida por la Ecuación 12. Tomando $k = 0.023\text{mm}$ del manual técnico para tuberías GRP PAVCO.

Ecuación 12. Cálculo de la Rugosidad Relativa.

$$\text{Rugosidad Relativa} = \frac{k}{d} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde:

- k : rugosidad absoluta.
- d : diámetro de la tubería.

Reemplazando en la Ecuación 12 se tiene,

$$\text{Rugosidad Relativa} = \frac{0,023}{595,3} = 3,86 \times 10^{-5}$$

6.2.3. Cálculo del Número de Reynolds y coeficiente de fricción.

Con el diámetro interno del tubo y con el uso de la Ecuación 13, se calcula el número de Reynolds como se muestra a continuación:

Ecuación 13. Cálculo del Número de Reynolds.

$$R_e = \frac{4Q}{\pi D \nu} \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde:

- R_e : Número de Reynolds.
- Q : Caudal.
- D : Diámetro de la tubería.
- ν : Viscosidad del agua a 10°C .

Reemplazando los valores se tiene,

$$R_e = \frac{4 * 0,6}{\pi * 0,595 * 1,306 * 10^{-6}} = 982612,6$$

Para tuberías lisas se tiene la Ecuación 13, para hallar el coeficiente de fricción.

Ecuación 14. Cálculo del coeficiente de fricción.

$$\lambda = \frac{0.316}{R_e^{0.25}} \quad \text{Ec. (14)}$$

Donde:

- λ : Coeficiente de fricción.
- R_e : Numero de Reynols.

Reemplazando en la Ecuación 14, se tiene,

$$\lambda = \frac{0.316}{982612,6^{0.25}} = 0,01$$

6.2.4. Pérdidas de carga.

Las pérdidas de carga por fricción se determinan por medio de la Ecuación 15. Se calcula la pérdida de carga debida a la fricción de la pared en la tubería.

Ecuación 15. Cálculo de Pérdidas de carga.

$$hf = 0.08 \frac{f \cdot L \cdot Q^2}{d^5} \quad \text{Ec. (15)}$$

Donde:

- hf : Pérdidas de carga.
- f : Coeficiente de fricción.
- L : Longitud de la tubería.
- Q : Caudal.
- d : Diámetro de la tubería.

Reemplazando los valores se tiene,

$$h_f = 0.08 \frac{(0.01)(437)(0.6)^2}{0.595^5} = 1,69 \text{ m}$$

6.2.5 Cálculo de la velocidad del agua en la tubería.

Analizando la ecuación de la continuidad para determinar la velocidad del agua en la tubería de presión se tiene:

Ecuación 16. Cálculo de la Velocidad del agua en la tubería.

$$Q = A * V \quad \text{Ec. (16)}$$

Donde:

- Q: Caudal que maneja la tubería
- A: Área de la sección transversal la tubería
- V: Velocidad del agua la tubería.

Para una tubería de sección transversal circular se tiene que el área está dada por la Ecuación 17.

Ecuación 17. Cálculo del área de la sección transversal circular.

$$A = \pi \frac{D^2}{4} \quad \text{Ec. (17)}$$

Donde:

- A: Área dela sección transversal.
- D: Diámetro.

Reemplazando en la Ecuación 14 se tiene:

$$A = \pi * \frac{0.595^2}{4} = 0.28m^2$$

La Ecuación 15, de la velocidad se obtiene reemplazando la ecuación del área en la del caudal.

Ecuación 18. Cálculo de la velocidad del agua.

$$V = \frac{Q}{A} \quad \text{Ec. (18)}$$

Donde:

- V: Velocidad del agua.
- Q: Caudal.
- A: Área de la sección transversal.

Reemplazando los valores se tiene,

$$V = \frac{0,6 \frac{m^3}{s}}{0,28 m^2} = 2,16 m/s$$

Entonces $V = 2,16 m/s$ es la velocidad del agua en la tubería de presión.

6.3. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS.

6.3.1. Cálculo de las Pérdidas por turbulencia en accesorios.

Las pérdidas en la tubería por accesorios vienen dadas por la Ecuación 19, utilizando los valores de la Tabla 9, cuatro codos a 90° K1: 0,21 y dos válvulas de globo K2: 5,5.

Tabla 9. Coeficientes de pérdidas por accesorios.

Diámetro nominal (Pulg.)	Roscado o soldado				Con Brida				
	½"	1"	2"	4"	1"	2"	4"	8"	20"
Válvulas (Totalmente abierta)									
Globo	14	8.2	6.9	5.7	13	8.5	6.0	5.8	5.5
Compuerta	0.30	0.24	0.16	0.11	0.80	0.25	0.16	0.07	0.03
Retención de disco									
Oscilante	5.1	2.9	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Angulo	9.0	4.7	2.0	1.0	4.5	2.4	2.0	2.0	2.0
Codos									
45° estándar	0.39	0.32	0.30	0.29					
45° radio largo					0.21	0.20	0.19	0.16	0.14

Diámetro nominal (Pulg.)	Roscado o soldado				Con Brida				
	½"	1"	2"	4"	1"	2"	4"	8"	20"
90° estándar	2.0	1.5	0.95	0.64	0.60	0.39	0.30	0.26	0.21
90° radio largo	1.0	0.72	0.41	0.23	0.40	0.30	0.19	0.15	0.10
180° estándar	2.0	1.5	0.95	0.64	0.41	0.35	0.30	0.25	0.20
180° radio largo					0.40	0.30	0.21	0.15	0.10
Tees									
Flujo directo	0.90	0.90	0.90	0.90	0.24	0.19	0.14	0.10	0.07
Flujo lateral	2.4	1.8	1.4	1.1	1.0	0.8	0.64	0.58	0.41

Fuente: <http://es.slideshare.net/alucarddns/modelamiento-de-redes-de-agua-a-presin>

Ecuación 19. Cálculo de las Pérdidas por turbulencia en accesorios.

$$h_t = \frac{V^2}{2g} * \Sigma 2(K1 + k2) \quad \text{Ec. (19)}$$

Donde:

- h_t : Pérdidas por accesorios.
- V : Velocidad del agua
- g : Aceleración de la gravedad
- K : Coeficientes de pérdidas por accesorios

Reemplazando los valores en la Ecuación 16 se tiene,

$$h_t = \frac{(2,16 \text{ m/s})^2}{2(9.81 \text{ m/s}^2)} \Sigma 4(0,21 + 5,5) = 5,41 \text{ m}$$

6.3.2. Cálculo de la Pérdida total.

La pérdida total viene definida por la suma de las pérdidas por fricción más las pérdidas generadas por accesorios. (Ecuación 20), obteniéndose lo siguiente:

Ecuación 20. Cálculo de la Pérdida total.

$$h_p = h_t + h_f \quad \text{Ec. (20)}$$

Donde:

- h_p : Pérdida total.
- h_i : Pérdidas por accesorios.
- h_f : Pérdidas por fricción.

Reemplazando los valores en la Ecuación 20, se tiene,

$$h_p = 1,69 + 5,41 = 7,09m$$

6.3.3. Cálculo de la Pérdida porcentual

Se determina la pérdida porcentual de caída debido a fricción, mediante la Ecuación 21.

Ecuación 21. Cálculo de la Pérdida porcentual.

$$h_{\%} = \frac{h_p}{h_b} * 100 \quad \text{Ec. (21)}$$

Reemplazando los valores se tiene,

$$h_{\%} = \frac{7,09}{200} * 100 = 3,55\%$$

El diámetro de la tubería de presión seleccionado es adecuado ya que el valor de la pérdida porcentual debido a fricción se encuentra en el rango 1 y 11 %.

6.4. CÁLCULO DE LA ALTURA NETA DEL SISTEMA.

Para determinar la altura neta del sistema se utiliza la Ecuación 22. Tomando λ : 0.01 como se calculó anteriormente.

Ecuación 22. Cálculo de la altura neta.

$$H_n = H_B - \left[\lambda \frac{L}{D} + \sum K_n \right] \cdot \frac{V^2}{2g} \quad \text{Ec. (22)}$$

Donde:

- H_n : Altura neta.
- H_B : Altura bruta.
- λ : Coeficiente de fricción.
- L : Longitud de la tubería.
- D : Diámetro de la tubería.
- K : Pérdidas por accesorios
- V : Velocidad del agua.
- g : Gravedad.

Reemplazando los valores se tiene,

$$H_n = 200 - \left[0.01 \frac{437}{0.595} + 4(5,71) \right] \cdot \frac{2.16^2}{2(9.81)}$$
$$H_n = 192,85 \text{ m}$$

Se tomará como altura neta o caída bruta la altura de 190 m para el resto del diseño.

6.5. CÁLCULO DE LA POTENCIA.

6.5.1. Cálculo de la Potencia Generada.

La potencia generada se determina en función de los parámetros de diseño y las propiedades del fluido (agua) según la Ecuación 23.

Ecuación 23. Cálculo de la potencia generada.

$$P = \gamma \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta \quad \text{Ec. (23)}$$

Donde:

- P : Potencia generada.
- γ : Gravedad específica del agua.
- Q : Caudal.
- H_n : Altura neta del sistema.
- η : Eficiencia de la turbina (80%).

Reemplazando los valores en la Ecuación 20, se tiene:

$$P = 9806 \frac{N}{m^3} * 0.6 \frac{m^3}{s} * 190m * 0,8$$

$$P = 894,31 \text{ kW} = 1199,28 \text{ CV}$$

Con este valor de potencia generada se puede evidenciar que supera el valor de la carga proyectado para el municipio de Pisba de 330kVA, teniendo en cuenta la eficiencia de generador, transformador y red del 73% se dispone de una energía promedio final de 656,78kW, lo que indica que incluso en los meses de menos lluvia se podrá alimentar la totalidad de la demanda y en los meses de abundante lluvia se podrá vender el excedente de energía a la red nacional.

6.6. CÁLCULO DE LA VELOCIDAD.

6.6.1. Cálculo de la velocidad específica.

Para determinar el número de revoluciones a las que debe girar la turbina, se debe encontrar la velocidad síncrona, para ello se utilizará un generador de 4 pares de polos.

Basados en la Ecuación 5, se obtiene la velocidad específica para un solo inyector, pero antes se necesita calcular las revoluciones por minuto, mediante la Ecuación 6, teniendo como resultado:

$$n = \frac{60 * 60}{4} = 900 \text{ rpm}$$

$$N_{s1} = 900 \text{ rpm} \cdot \frac{1199,28 \text{ CV}^{1/2}}{190m^{5/4}} = 44,18$$

Según la Tabla 3, para tener el máximo de eficiencia las turbinas Pelton de un inyector se deben tener máximo un N_s de 30, en caso de obtenerse un valor superior se deben implementar múltiples inyectores preferiblemente en un numero par buscando idealmente un N_s igual a 20.

A continuación, se presenta el cálculo de la velocidad específica para cuatro inyectores.

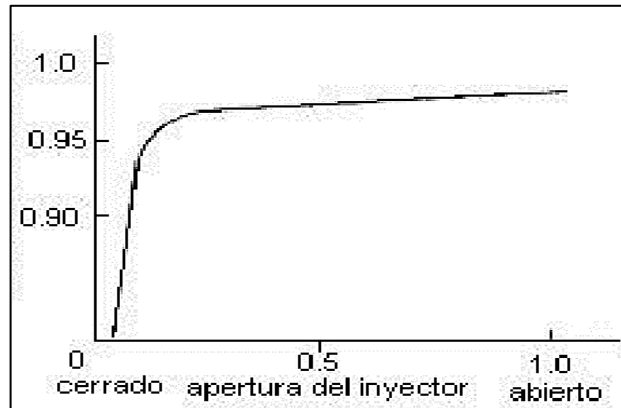
$$N_{s4} = 900 \frac{\left(1199,28/4\right)^{1/2}}{190^{5/4}} = 22,09$$

Con la velocidad específica de 22,09 muy cercana al valor ideal se decide implementar un sistema de 4 inyectores para la PCH.

6.6.2. Cálculo de la velocidad a la salida del inyector o tobera.

Para el análisis de las velocidades en la salida del inyector y en las cucharas de la turbina se hará uso de los coeficientes de velocidad k_c y k_μ , los cuales se obtienen buscando la máxima eficiencia de la turbina por medio de las siguientes figuras.

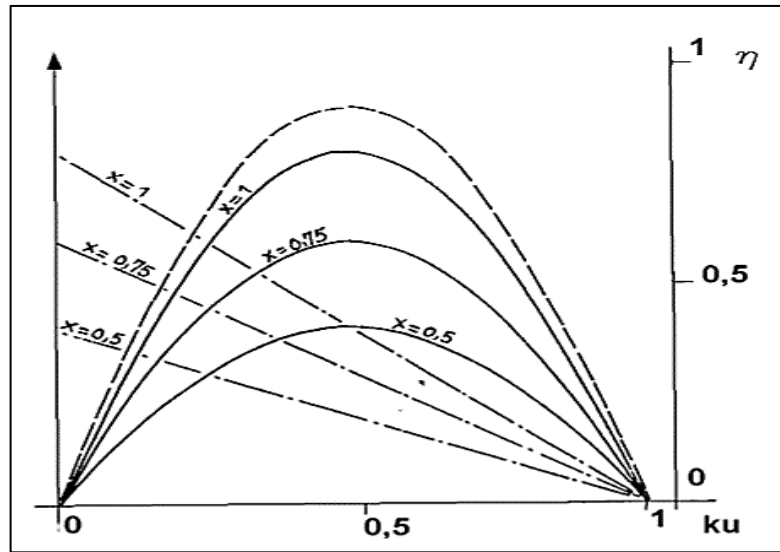
Figura 9. Coeficiente de velocidad de la tobera k_c



Fuente: TURBINAS PELTON. Marchegiani, Ariel.

Como se puede observar en la figura, mientras mayor es la apertura del inyector, mayor es el rendimiento y por lo tanto mayor es el coeficiente de velocidad de la tobera, ubicándose entre 0,95 y 0,98. Para el presente diseño se asumirá k_c en 0,95.

Figura 10. Coeficiente de velocidad tangencial $k\mu$



Fuente: TURBINAS PELTON. Marchegiani, Ariel.

En la anterior figura, las líneas de trazo y puntos corresponden al momento, las líneas continuas corresponden a la potencia y la línea de trazos corresponde al rendimiento hidráulico. La x representa la apertura relativa del distribuidor.

El punto de máximo rendimiento (eficiencia) coincide con el de máxima potencia, es decir con el punto de máxima productividad. Los resultados de los ensayos muestran que la velocidad óptima, que corresponde al mejor rendimiento son obtenidos para $0.41 < k\mu < 0.5$, por lo tanto los cálculos se realizan para un inyector totalmente abierto con un coeficiente de velocidad tangencial ($k\mu$) de 0,45.

De la anterior figura también cabe resaltar que el rendimiento es nulo a máquina parada, así como a una velocidad a la que se anule el par útil, pues la energía extraída del chorro se invierte exclusivamente en las pérdidas mecánicas.

Reemplazando los datos (kc : 0.95) en la Ecuación 24, la velocidad de salida del chorro de agua en la tobera es:

Ecuación 24. Cálculo de la velocidad a la salida del inyector.

$$C_2 = kc\sqrt{2gH} \quad \text{Ec. (24)}$$

Donde:

- C_2 : Velocidad a la salida del inyector.
- kc : Coeficiente de velocidad de la tobera.
- g : Gravedad.
- H : Altura neta.

Reemplazando en la Ecuación 24 para se obtiene,

$$C_2 = 0.95 \sqrt{2 \left(9.81 \frac{m}{s^2} \right) 190m}$$

$$C_2 = 58,0 \frac{m}{s}$$

6.6.3. Cálculo de la velocidad tangencial.

Reemplazando los datos ($k\mu$: 0.45) en la Ecuación 25, se calcula la velocidad tangencial como se muestra a continuación:

Ecuación 25. Cálculo de la velocidad tangencial.

$$U_2 = k\mu C_2 \cos \alpha_2 \quad \text{Ec. (25)}$$

Donde:

- U_2 : Velocidad tangencial.
- $k\mu$: Coeficiente de velocidad tangencial.
- C_2 : Velocidad a la salida del inyector.
- α_2 : Ángulo formado por los componentes de velocidad absoluta C_2 y la velocidad tangencial U_2 . Para las turbinas Pelton este ángulo es igual a cero.

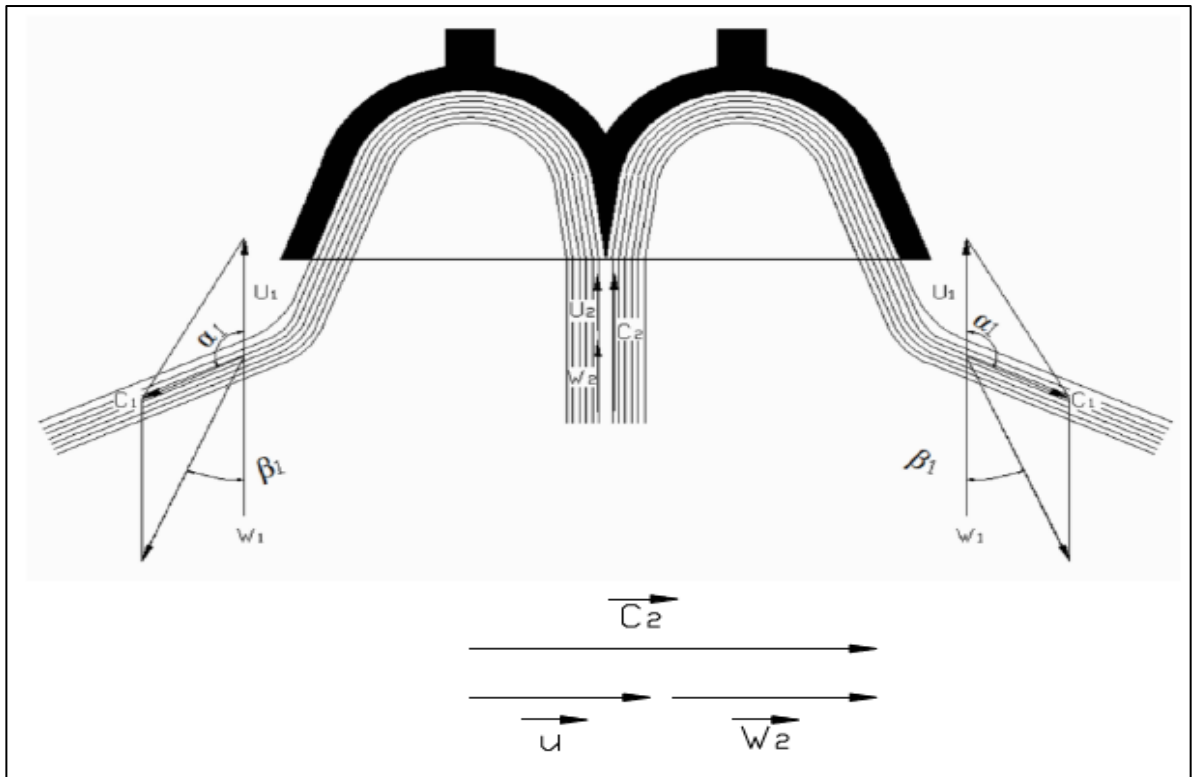
Remplazando los valores,

$$U_2 = (0.45) \left(58,0 \frac{m}{s} \right) \cos 0 = 26,1 \, m/s$$

6.6.4. Cálculo de la Velocidad Relativa.

Con las velocidades absolutas y tangenciales se procede a determinar las velocidades relativas de entrada y salida w_2 y w_1 , en la Figura 11, se representan dichas velocidades y su valor numérico se calcula con las Ecuaciones 26 y 27.

Figura 11. Velocidades relativas de entrada y salida.



Fuente: MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRÁULICAS. Una guía para el desarrollo de proyectos. ITDG PERÚ

Ecuación 26. Cálculo de la velocidad relativa de entrada w_2 .

$$w_2 = C_2(1 - k\mu) \quad \text{Ec. (26)}$$

Donde:

- w_2 : Velocidad relativa de entrada
- C_2 : Velocidad a la salida del inyector.
- $k\mu$: Coeficiente de velocidad tangencial.

Reemplazando los datos ($k\mu$: 0.45) en la Ecuación 26, la velocidad relativa w_2 es:

$$w_2 = 58,0 \text{ m/s} * (1 - 0.45) = 31,9 \text{ m/s}$$

Se procede a calcular la velocidad relativa de salida w_1 mediante la Ecuación 27.

Ecuación 27. Cálculo de la velocidad relativa de salida w_1 .

$$w_1 = 0.98(w_2) \quad \text{Ec. (27)}$$

Donde:

- w_2 : Velocidad relativa de entrada.
- w_1 : Velocidad relativa de salida.

$$w_1 = 0.98 (31,9 \text{ m/s}) = 31,26 \text{ m/s}$$

6.6.5. Cálculo de la velocidad absoluta a la salida de la cuchara.

Por medio de la Ecuación 28, y reemplazando los valores (β_1 : 10°) en esta la velocidad absoluta, se tiene que:

Ecuación 28. Cálculo de la velocidad absoluta a la salida de la cuchara.

$$C_1 = C_2 \sqrt{k\mu^2 + kf^2(1 - k\mu)^2 - 2k\mu * kf(1 - k\mu) \cos \beta_1} \quad \text{Ec. (28)}$$

Donde:

- $k\mu$: Coeficiente de velocidad tangencial.
- kf : Representa el coeficiente de velocidad relativa, puede ser estimada en un 0.98.
- β_1 : El ángulo β_1 tiene un valor comprendido entre 5° y 20° , para aplicaciones en series estandarizadas se considera un ángulo β_1 igual a 10° .

Reemplazando los valores,

$$C_1 = 60,62 \text{ m/s} \sqrt{0.45^2 + 0.98^2 \cdot (1 - 0.45)^2 - 2(0.45) \cdot 0.98 \cdot (1 - 0.45) \cdot \cos 10^\circ}$$

$$C_1 = 8,7 \text{ m/s}$$

6.7. EFICIENCIA HIDRÁULICA TEÓRICA DE LA TURBINA.

Para determinar la eficiencia hidráulica teórica de la turbina se aplica la Ecuación 29, ecuación general de las turbinas.

Ecuación 29. Cálculo de la eficiencia hidráulica teórica de la turbina.

$$\eta_f = 2kc^2 * k\mu(1 - k\mu)(1 + kf \cos \beta_1) \quad \text{Ec. (29)}$$

Donde:

- η_f : Eficiencia hidráulica teórica de la turbina.
- kc : Coeficiente de velocidad de la tobera.
- $k\mu$: Coeficiente de velocidad tangencial.
- kf : Representa el coeficiente de velocidad relativa, puede ser estimada en un 0.98.
- β_1 : El ángulo β_1 tiene un valor comprendido entre 5° y 20° , para aplicaciones en series estandarizadas se considera un ángulo β_1 igual a 10° .
- Remplazando los valores,

$$\eta_f = 2(0.95)^2 * 0.45 * (1 - 0.45) * (1 + 0.98 \cdot \cos(10))$$

$$\eta_f = 0,9152 = 91,53\%$$

6.8. CÁLCULO DEL DIAMETRO DE SALIDA DEL INYECTOR O TOBERA.

Las dimensiones de la tobera están en función del diámetro del chorro, el cual se determina con ayuda de la Ecuación 30. Dado que se contemplan 4 inyectores el caudal por cada inyector será de $0,15 \text{ m}^3/\text{s}$.

Ecuación 30. Cálculo del diámetro de salida del inyector.

$$d_0 = \sqrt{\frac{4Q_i}{\pi kc \sqrt{2gH}}} \quad \text{Ec. (30)}$$

Donde:

- d_0 : Diámetro de la sección del chorro.
- Q_i : Caudal que fluirá por cada inyector de la turbina.
- kc : Coeficiente de velocidad de la tobera.
- g : Aceleración de la gravedad.
- H : Salto neto con que operará la turbina.

Remplazando los valores,

$$d_0 = \sqrt{\frac{4(0,15 \text{ m}^3/\text{s})}{\pi(0.97) \sqrt{2 \cdot 9.81 \text{ m/s}^2 \cdot 195\text{m}}}} = 0,056\text{m} = 56,79\text{mm}$$

Entonces se realizan los cálculos de la boca de la tobera con un diámetro máximo de chorro de 58 mm así la turbina funcionará con óptimo rendimiento.

$$\left(\frac{56,79}{58}\right)^2 * 100 = 95,9\%$$

De acuerdo a lo anterior, el caudal nominal de la turbina Pelton será como lo define la Ecuación 31 y su diámetro de salida de la tobera, está dado por la Ecuación 32.

Ecuación 31. Cálculo del caudal nominal de la turbina.

$$Q_n = \frac{\pi * i * d_0^2}{4} * C_i \quad \text{Ec. (31)}$$

Donde:

- Q_n : Caudal nominal de la turbina.
- i : Número de inyectores.
- d_0 : Diámetro de la sección del chorro.
- C_i : Velocidad a la salida del inyector.

Reemplazando los valores,

$$Q_n = \left(\frac{\pi * 4 * (0,058m)^2}{4} \right) * 58 m/s = 0,61 m^3/s$$

Ecuación 32. Cálculo del diámetro de salida de la tobera.

$$d = 1.25 * d_0 \quad \text{Ec. (32)}$$

Donde:

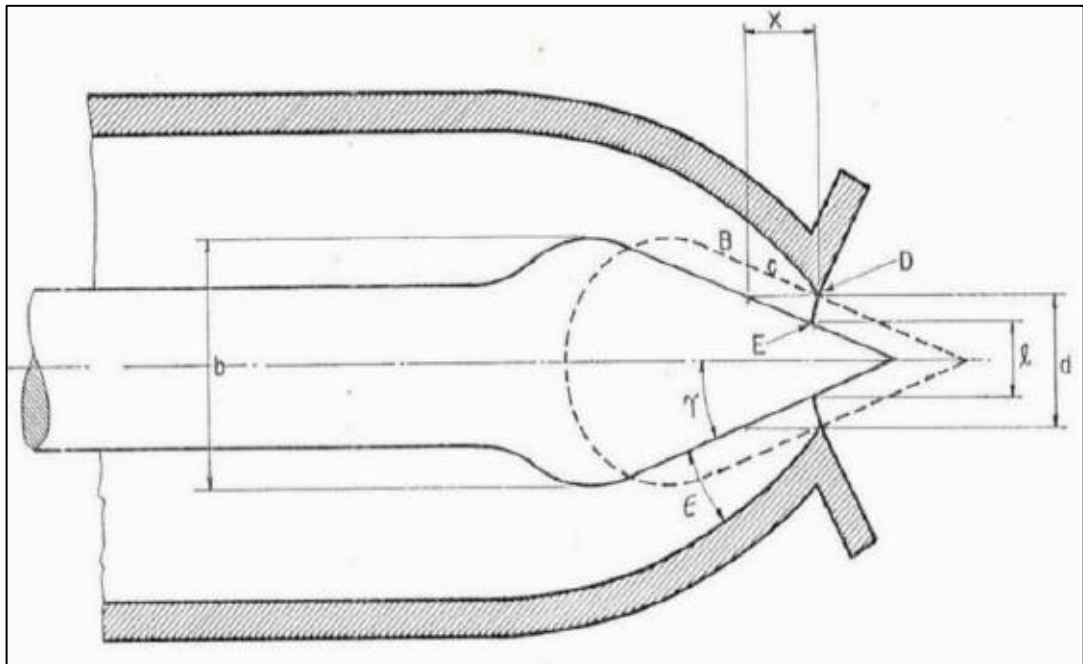
- d : Diámetro de la salida de la tobera.
- d_0 : Diámetro de la sección del chorro.

Reemplazando los valores,

$$d = 1.25 * (0,058) = 0,0725 m$$

En la tabla 12 se evidencian las dimensiones de la tobera o el inyector, utilizando las proporciones descritas en la misma tabla, con un valor de diámetro d_0 : 58 mm. Además, en la Figura 12 se encuentra la representación gráfica de las diferentes variables.

Figura 12. Bulbo de la aguja del inyector



Fuente: TURBOMAQUINAS HIDRAULICAS. Claudio Mataix.

Tabla 10. Proporciones y dimensiones de la tobera o inyector.

PROPORCIONES DE LA TOBERA EN FUNCIÓN DEL DIAMETRO			
a	$1.42*d$	$0,082$	M
α_0	$40-60$	50	$Grados$
α_1	$60-90$	75	$Grados$
d_t	$1.1*d$	$0,064$	M
X	$0.5*d$	$0,029$	M
d_v	$0.58*d$	$0,034$	M
B	$3.25*d$	$0,188$	M
d_2	$4.5*d$	$0,261$	M
L	$6*d$	$0,348$	M
R	$15*d$	$0,870$	M
d_1	$2.5*d$	$0,145$	M

Fuente: Autores.

6.9. CÁLCULO DEL RADIO DE CURVATURA DEL BULBO.

Para el cálculo del radio de curvatura del bulbo se utilizan las Ecuación 33 y 34.

Ecuación 33. Cálculo del radio de curvatura del bulbo.

$$b = 1,25d_0 \quad \text{Ec. (33)}$$

Donde:

- b : Diámetro del radio de curvatura del bulbo.
- d_0 : Diámetro de la sección del chorro.

Remplazando los valores,

$$b = (1.25)(0,058) = 0,0725 \text{ m}$$

Ecuación 34. Cálculo del diámetro de la salida de la tobera.

$$l = d_0/2 \quad \text{Ec. (34)}$$

Donde:

- l : Diámetro de la salida de la tobera.
- d_0 : Diámetro de la sección del chorro.

Reemplazando los valores,

$$l = \frac{0,058}{2} = 0.029m$$

6.10. CÁLCULO DE LA FUERZA NECESARIA PARA MOVER LA AGUJA.

Reemplazando los datos en la Ecuación 35, la fuerza es:

Ecuación 35. Cálculo de la fuerza necesaria para mover la aguja

$$F_h = \rho g H_n \frac{\pi}{4} (a^2 - d_0^2) \quad \text{Ec. (35)}$$

Donde:

- F_h : Fuerza necesaria para mover la aguja.
- ρ : Densidad del agua.
- H_n : Altura bruta del salto.
- d_0 : Diámetro de la salida de la tobera.

Reemplazando los valores,

$$F_h = 1000 \frac{kg}{m^3} * 9.81 \frac{m}{s^2} * 195 m * \frac{\pi}{4} * (0,082^2 - 0,058^2) = 6,54 kN$$

6.11. CÁLCULO DEL RENDIMIENTO DEL INYECTOR O TOBERA.

Para el cálculo del rendimiento del inyector se hace uso de la Ecuación 36.

Ecuación 36. Cálculo del rendimiento del inyector.

$$\eta_d = \frac{C_i^2 / 2g}{H} \quad \text{Ec. (36)}$$

Donde:

- η_d : Rendimiento del inyector.

- C_i : Velocidad a la salida del inyector.
- H : Altura neta del salto.

Reemplazando los datos en la Ecuación 36, el rendimiento obtenido es:

$$\eta_d = \frac{(58,0 \frac{m}{s})^2 / 2 * (9.81) \frac{m}{s^2}}{190 m} = 90,25\%$$

Nota: El cálculo presentado para la tubería de alimentación de los inyectores, merece un desarrollo de ingeniería detallada que contemple fenómenos y condiciones específicas del comportamiento.

6.12. CÁLCULO DE LA GEOMETRÍA DEL RODETE.

6.12.1. Cálculo de paso del rodete.

Este diámetro viene dado por la expresión de la Ecuación 37.

Ecuación 37. Cálculo de paso del rodete.

$$Dp = \frac{(fk\mu\sqrt{2gH})}{\pi n} \quad \text{Ec. (37)}$$

Donde:

- Dp : Paso del rodete.
- f : Frecuencia.
- $k\mu$: Coeficiente de velocidad en la entrada de la cuchara.
- H : Altura neta del salto.

Remplazando los valores,

$$Dp = \frac{60 * 0,45 \sqrt{2 * 9,81 \frac{m}{s^2} * 190m}}{\pi * 900} = 0,583m$$

Siendo la relación de diámetros igual a:

$$\delta = \frac{d_o}{D_p} = \frac{0,058}{0,583} = 0,099 \text{ m}$$

El diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista se calcula mediante la Ecuación 38.

Ecuación 38. Cálculo del diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista.

$$D_a = D_p + 2d_o \quad \text{Ec. (38)}$$

Donde:

- D_a : Diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista.
- D_p : Paso del rodete.
- d_o : Diámetro de la salida de la tobera.

Reemplazando los valores,

$$D_a = 0,583 \text{ m} + 2(0,058\text{m}) = 0,70\text{m}$$

6.12.2. Forma de la cuchara.

Dimensiones de las cucharas en función del diámetro, dando como resultado los valores contenidos en la tabla 11.

Tabla 11 Dimensiones las cucharas en función del diámetro

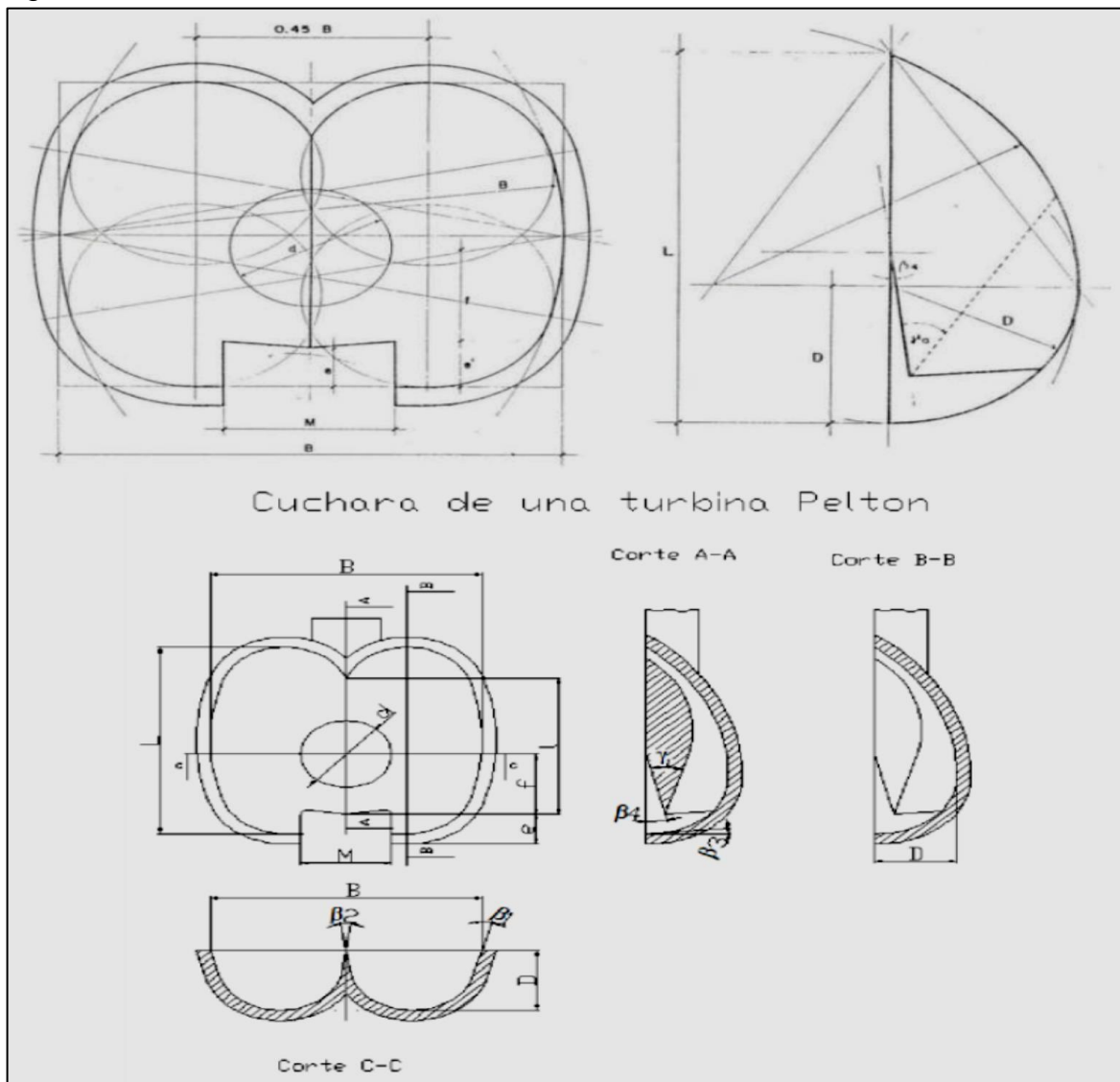
<i>DIMENSIONES DE LA CUCHARA EN FUNCION DEL DIAMETRO</i>			
<i>B</i>	<i>3*d</i>	<i>0,174</i>	<i>m</i>
<i>L</i>	<i>2.8*d</i>	<i>0,162</i>	<i>m</i>
<i>D</i>	<i>0.9*d</i>	<i>0,052</i>	<i>m</i>
<i>F</i>	<i>0.9*d</i>	<i>0,052</i>	<i>m</i>
<i>M</i>	<i>1*d</i>	<i>0,058</i>	<i>m</i>
<i>E</i>	<i>0.45*d</i>	<i>0,026</i>	<i>m</i>
<i>β1</i>	<i>15*d</i>	<i>0,870</i>	<i>Grados</i>
<i>β2</i>	<i>16*d</i>	<i>0,928</i>	<i>Grados</i>
<i>L</i>	<i>1.6*d</i>	<i>0,093</i>	<i>m</i>
<i>β3</i>	<i>5*d</i>	<i>0,290</i>	<i>Grados</i>

β_4	$13 \cdot d$	0,075	Grados
-----------	--------------	-------	--------

Fuente: <http://physicsspectres.blogspot.com.co/2014/10/diseño-básico-de-una-microturbina.html>

En la Figura 13, se presenta la representación gráfica de las diferentes dimensiones de la cuchara.

Figura 13. Relación de dimensiones de la cuchara.



Fuente: <http://physicsspectres.blogspot.com.co/2014/10/diseño-básico-de-una-microturbina.html>

6.12.3. Cálculo del paso máximo.

Para el cálculo del paso máximo, primero se determina el diámetro máximo en la cresta de la cuchara con la Ecuación 39, prosiguiendo con la relación entre diámetros (Ecuación 40) y el paso angular (Ecuación 41)

Ecuación 39. Cálculo del diámetro máximo en la cresta de la cuchara.

$$\lambda = D_a - D_p \quad \text{Ec. (39)}$$

Donde:

- λ : Diámetro máximo en la cresta de la cuchara.
- D_p : Diámetro de paso del rodete.
- D_a : Diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista al rotar el rodete.

Reemplazando los valores,

$$\lambda = \frac{0,70 - 0,58}{2} = 0,116m$$

Ecuación 40. Cálculo de la relación entre diámetros.

$$K = \frac{1}{2} \frac{D_a - D_p}{d} \quad \text{Ec. (40)}$$

Donde:

- K : Relación entre diámetros.
- D_p : Diámetro de paso del rodete.
- D_a : Diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista al rotar el rodete.
- d : Diámetro de la salida de la tobera.

Remplazando los valores,

$$K = \frac{1}{2} * \frac{0,70 - 0,58}{0,058} = 1$$

Ecuación 41. Cálculo del paso angular.

$$\varphi = \cos^{-1} \frac{1 + \delta}{1 + 2K\delta} \quad \text{Ec. (41)}$$

Donde:

- φ : Paso angular.
- δ : Relación entre diámetro de tubería y diámetro de rodete.
- K : Relación entre diámetros.

Remplazando los valores,

$$\varphi = \arccos \frac{1 + 0,099}{1 + 2 * 1 * 0,099} = 0,41$$

Entonces el valor del ángulo comprendido entre la arista de la cuchara y el punto máximo de salida del chorro de agua está dado por la Ecuación 42.

Ecuación 42. Cálculo del valor del ángulo comprendido entre la arista de la cuchara y el punto máximo de salida del chorro de agua.

$$\psi = \frac{2k\mu}{kc} \sqrt{(1 + 2K\delta)^2 - (1 + \delta)^2} \quad \text{Ec. (42)}$$

Donde:

- ψ : Ángulo comprendido entre la arista de la cuchara y el punto máximo de salida del chorro de agua.
- $k\mu$: Coeficiente de velocidad tangencial.
- kc : Coeficiente de velocidad de la tobera.
- K : Relación entre diámetros.
- δ : Relación entre diámetro de tubería y diámetro de rodete.

Remplazando los valores,

$$\psi = \frac{2 * 0,45}{0,95} * \sqrt{(1 + 2 * 1 * 0,099)^2 - (1 + 0,099)^2} = 0,45$$

Finalmente, con todos los datos obtenidos, se determina el paso máximo por la Ecuación 43, que se encuentra ligado al número de cucharas de la turbina.

Ecuación 43. Cálculo del paso máximo.

$$\theta = 2\varphi - \psi \quad \text{Ec. (43)}$$

Donde:

- θ : Paso máximo.
- φ : Paso angular.
- ψ : Ángulo comprendido entre la arista de la cuchara y el punto máximo de salida del chorro de agua.

Remplazando los valores,

$$\theta = 2 * 0,41 - 0,45 = 0,37$$

Con lo anterior se calcula el número teórico de cucharas, con la ayuda de las Ecuaciones 44 y 45.

Ecuación 44. Cálculo del paso medio en la circunferencia.

$$t = (2\varphi - \psi) \frac{D_p}{2} \quad \text{Ec. (44)}$$

Donde:

- t : Paso medio en la circunferencia.
- φ : Paso angular.
- ψ : Ángulo comprendido entre la arista de la cuchara y el punto máximo de salida del chorro de agua.
- D : Diámetro de paso del rodete.

Reemplazando los valores,

$$t = (2 * 0,41 - 0,45) * \frac{0,58}{2} = 0,107$$

Ecuación 45. Cálculo del número teórico de cucharas.

$$z' = \frac{2\pi}{\theta} \quad \text{Ec. (45)}$$

Donde:

- z' : Número teórico de cucharas.
- θ : Paso máximo.

Reemplazando los valores,

$$z' = \frac{2 * \pi}{0,37} = 17,1 \approx 17$$

Seguidamente se calcula ángulo en radianes, mediante la Ecuación 46.

Ecuación 46. Cálculo del ángulo de paso en radianes.

$$\theta = 2 \cos^{-1} \left(\frac{D_p + d_0}{D_a} \right) \quad \text{Ec. (46)}$$

Donde:

- θ : Ángulo de paso en radianes.
- D_p : Paso del rodete.
- D_a : Diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista al rotar el rodete.
- d_0 : Diámetro de la salida de la tobera.

Reemplazando los valores,

$$\theta = 2 * \text{acos} \left(\frac{(0,58 + 0,058)}{0,70} \right) = 0,83 \text{ rad}$$

A continuación, se halla el valor del número de cucharas con la Ecuación 47.

Ecuación 47. Cálculo del número de cucharas.

$$z = \frac{2\pi}{kp - 2 \left(\frac{Da}{Dp} \right) k\mu \sin \frac{\theta}{2}} \quad \text{Ec. (47)}$$

Donde:

- z : Numero de cucharas.
- kp : Factor que define el paso real de la cuchara y se toma del rango comprendido entre 0.65 y 0.85
- Dp : Diámetro del rodete.
- Da : Diámetro de la circunferencia que describe la punta de la arista al rotar el rodete, en metros.
- Θ : Ángulo de paso en radianes.
- $k\mu$: Coeficiente de velocidad tangencial.

Remplazando los valores,

$$z = \frac{2 * \pi}{0,85 - 2 * \left(\frac{0,70}{0,58} \right) * 0,45 * \text{sen} \left(\frac{0,83}{2} \right)}$$

$$z = 15,13 \approx 16 \text{ cucharas}$$

La relación de diámetros del chorro y del rodete para el presente caso será determinado de la siguiente forma.

$$\frac{Dp}{d_o} = \frac{\text{Diametro del rodete}}{\text{Diametro del chorro}}$$

$$\frac{0,58}{0,058} = 10,05$$

Con los datos obtenidos del cálculo para una relación de diámetros (diámetro del rodete y diámetro del chorro) de 10, se tiene un número de cucharas mínimo de 18 y máximo de 23. Ver Tabla 12.

Tabla 12. Número de cucharas en función de la relación de diámetro del rodete/diámetro del chorro.

D_p/d	k_u	Número de cucharas	
		Z min.	Z máx.
15	0.471	21	27
14	0.469	21	26
13	0.466	20	25
12	0.463	20	24
11	0.460	19	24
10	0.456	18	23
9	0.451	18	22
8	0.445	17	22
7,5	0.441	17	21

Fuente: APUNTES PARA UN MANUAL DE DISEÑO, ESTANDARIZACION Y FABRICACION DE EQUIPOS PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIROELECTRICAS. Volumen II Olade

Dado que los cálculos teóricos indicaron valores de 16 o 17 cucharas y basados en los datos de la Tabla 11, se decide implementar 18 cucharas con el fin de aumentar la eficiencia del sistema, además los cálculos se realizaron para $k_u=0,45$ de la anterior tabla también obtenemos el valor exacto de 0,456 lo que indica que los cálculos tienen un alto grado de confiabilidad.

A continuación, se muestra la Tabla 13 con la información de ángulos de talonamiento recomendados según la relación de diámetros del chorro y del rodete y el número de cucharas.

Tabla 13. Ángulos de talonamiento recomendados.

D_p/d	Número de cucharas (Z)										
	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17
15	38°	38°	37°	37°	36°	36°	35°	-	-	-	-
14	-	37°	37°	36°	35°	35°	34°	-	-	-	-
13	-	-	36°	36°	35°	35°	34°	33°	-	-	-
12	-	-	-	35°	34°	34°	33°	32°	-	-	-
11	-	-	-	35°	34°	33°	33°	32°	31°	-	-
10	-	-	-	-	34°	33°	32°	31°	30°	30°	-
9	-	-	-	-	-	34°	33°	32°	30°	30°	-
8	-	-	-	-	-	35°	34°	33°	31°	30°	29°

7.5	-	-	-	-	-	35°	34°	32°	31°	31°	29°
-----	---	---	---	---	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Fuente: APUNTES PARA UN MANUAL DE DISEÑO, ESTANDARIZACION Y FABRICACION DE EQUIPOS PARA PEQUEÑAS CENTRALES HIROELECTRICAS. Volumen II Olade

De la Tabla 13 se selecciona un ángulo de talonamiento equivalente a 30°.

6.12.4. Cálculo de la orientación de las cucharas.

La orientación de la arista de la cuchara debe estar acorde con el centro de giro del rodete, para esto se hace un análisis de la trayectoria relativa del chorro del agua en la cuchara, para hallar la posición final del chorro lleno. Para cuando se encuentre en esta posición el chorro debe estar de forma perpendicular a la arista, fijando así la orientación. Para obtener el diámetro en el cual se obtiene esta orientación (D_0) se hace uso de la Ecuación 45.

Aplicando la Ecuación 48 se obtiene el diámetro de orientación.

Ecuación 48. Cálculo del diámetro de orientación D_0 .

$$\frac{D_p}{D_o} = \frac{7.87 \left(\frac{D_p}{d} \right) - 26}{z} \quad \text{Ec. (48)}$$

Donde:

- D_o : Diámetro de orientación.
- D_p : Diámetro del rodete.
- d : Diámetro de la salida de la tobera.
- z : Número de cucharas.

Remplazando los valores,

$$\frac{0.58}{D_o} = \frac{7.87 \left(\frac{0.58}{0.058} \right) - 26}{18}$$

$$D_o = 0.198 \text{ m}$$

Para determinar la orientación del borde de la cuchara con respecto al centro de giro del rodete (D_0'), se utiliza la Ecuación 49.

Ecuación 49. Cálculo del círculo cuyas tangentes definen la orientación del borde de la cuchara.

$$\frac{D_0'}{Dp} = \frac{5.3 - 0.12 \left(\frac{Dp}{d} \right)}{z} \quad \text{Ec. (49)}$$

Donde:

- D_0' : Diámetro del círculo cuyas tangentes definen la orientación del borde de la cuchara.
- Dp : Diámetro del rodete.
- d : Diámetro de la salida de la tobera.
- z : Número de cucharas.

Reemplazando los valores,

$$\frac{D_0'}{0,58} = \frac{5.3 - 0.12 \left(\frac{0,58}{0,058} \right)}{18}$$

$$D_0' = 0,133 \text{ m}$$

6.12.5. Dimensionamiento de la carcasa y estructura base.

El dimensionamiento de la geometría de la carcasa depende directamente de los inyectores y sus ubicaciones. El diseño de la base, carcasa y estructura soporte del inyector se consideró que el ancho interno como 12 veces el diámetro del chorro. Para soportar los rodamientos se ha considerado un espesor de plancha de 6 mm de espesor, con el fin de darle una adecuada rigidez estructural.

6.13. SELECCIÓN DE GENERADOR.

El generador es la máquina que permite la transformación de potencia mecánica del motor primario en potencia eléctrica trifásica.

El diseñador se permite seleccionar un generador síncrono cuya frecuencia eléctrica y voltaje están sincronizados con la tasa de rotación del eje, la magnitud de flujo de campo y la construcción interna de la máquina.

Comparado con un generador asíncrono, el generador síncrono requiere de una fuente de excitación externa, lo que incrementa costo de inversión, sin embargo, presenta un mejor rendimiento, mejor capacidad de par de arranque, mayor estabilidad de velocidad y un bajo costo de mantenimiento.

Para el proyecto se pretende generar energía eléctrica a frecuencia de 60Hz, por lo tanto se selecciona un generador con potencia suficiente, número de polos 8 y una velocidad rotórica de 900rpm.

Se tiene en cuenta la potencia instalada y proyectada de 330kVA, y las revoluciones nominales de salida del eje de la turbina, verificando esta información con los manuales del fabricante y la disponibilidad de equipos que se acoplen a la PCH se determina que el generador más conveniente. Se busca un tamaño accesible en Colombia, con un proveedor que ofrezca respaldo técnico en la zona, de igual forma las propiedades eléctricas y ficha técnica se adecuan al modelo de generación preestablecido en Colombia. El generador utiliza una frecuencia igual a 60 Hz que es la normalizada en Colombia, con cuatro pares de polos a 900rpm, a un voltaje de 440/480V, que es estandarizado para este tipo de motores o generadores.

En este punto se hace la consideración de diseño y de partida para el análisis de la ingeniería conceptual del capítulo siguiente: Primero el generador deberá estar proyectado con una carga superior a los 330KVA descritos como carga instalada y proyectada. Con el propósito de dimensionar los equipos para la venta de energía sobrante a la consumida por el municipio de Pisba; para aprovechar en primera medida el potencial hidráulico ofrecido por la quebrada Farasí superior a 1MVA como se describió en la sección anterior, de igual manera para garantizar el caudal reservado que apruebe el ente ambiental se propone instalar, dimensionar y presupuestar los equipos eléctricos con la un valor inferior a la potencia en el eje de la turbina calculada en la sección anterior de 894kW (Sección 6.5.1), dado lo anterior se selecciona un generador síncrono marca WEG de 766kVA, 612kW a 80°C pudiendo generar como máximo 1094kVA, 874kW a 163°C cuya potencia es superior a la requerida luego de hacer corrección por altura y pérdidas generales.

La selección se hace con base a la ficha técnica, ver Anexo D.

7. CONSIDERACIONES DE CONEXIÓN A LA RED.

La vigente normatividad de redes y regulación para la inyección de energía eléctrica en Colombia, permite realizar la conexión del generador al Sistema de Distribución Local (SDL), por medio de las Resoluciones CREG 025 de 2016, 030 de 1996, 070 de 1998 y 038 de 2014, cuyos principios para la prestación de servicio de energía eléctrica se enmarcan dentro de las leyes 142 y 143 de 1994, y la Ley 1715 de 2014 en la cual se enmarcan los principios de la integración de energías renovables al sistema energético nacional.

El alcance de las Resoluciones CREG establece los criterios para la planeación, expansión y operación de los SDL, así como el procedimiento para la conexión de generadores al SDL, sección 4.5 y Anexo RD-1 de Resolución CREG 070 de 1998.

De acuerdo con esto, se propone la construcción de una subestación elevadora de 300kVA, 440V/13,2kV, que se interconecte con la red de Media Tensión existente del municipio de Pisba, de tal manera que permita distribuir la energía generada, a través de las redes del SDL de forma económica y confiable.

Teniendo en cuenta el tamaño de la planta de generación, la ubicación geográfica de la PCH y las redes existentes, se realizará la interconexión con la red del operador de red correspondiente, siguiendo el procedimiento de asignación de puntos de conexión al SDL establecidos en la resolución 030 de 1996, Anexo 1.

7.1. CRITERIOS DE CONEXIÓN

La construcción del generador eléctrico deberá cumplir con las normas técnicas exigidas por el operador de red, así como con las nacionales y/o en su defecto con las normas técnicas internacionales. Dentro de los principios generales según resolución CREG 070, se debe dar cumplimiento a los siguientes criterios de diseño.

- Limitar efectos de distorsión de onda de tensión a máximo 3% individual y 5% de Total de Armónicos (THD,) para el rango de voltaje menor a 69kV según lo recomendado para contenido de armónicos de la norma IEEE 519/92, sección 11.5, Tabla 11.1.
- La capacidad de corriente de falla nominal de los equipos, debe ser superior al nivel máximo de corriente de falla del punto de conexión (Corriente de falla que suministra el operador de red).

- La puesta a tierra del equipo generador debe ser diseñada de acuerdo con las normas IEEE 80 y guía IEEE C6292.4, cumpliendo de manera estricta con la resistencia establecida por el RETIE, Sección 15.4, Tabla 15.4, donde para subestaciones de Media Tensión tiene que ser menor a 10Ω , dicha referencia debe ser medida en campo una vez terminada la instalación del SPT.
- Garantizar la debida coordinación y selectividad en las protecciones del SDL, se deben tener en cuenta las características técnicas de las protecciones que el operador de red tiene actualmente en el sistema, para operaciones de conmutación secuencial y reconexión automática, estos datos son suministrados por el operador de red, según protecciones existente aguas arriba o existencia de reconectores.
- El diseño y construcción de obras civiles debe realizarse cumpliendo criterios y normas establecidas por las autoridades competentes colombianas.
- El operador de red verificará que los equipos de control y maniobra estén dimensionados de manera adecuada, que el SDL no se verá afectado con la entrada en operación del generador, así como que el factor de potencia no es inferior a lo establecido en la Resolución CREG 108 de 1997.
- El contrato técnico de conexión se registrará a lo dispuesto en las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 070 de 1996 donde se establecen las condiciones que deben adoptarse para que las plantas de generación puedan conectarse a redes de transporte o distribución, así como en la Resolución 016 de 2006, que señala la obligación de las plantas de generación para adelantar solicitud de conexión a red.
- Se debe de tener un programa de pruebas para la puesta en marcha del generador, donde se incluya, equipo a probar, fecha prevista para a prueba, prueba a realizar, norma que rige dicha prueba, tipo de prueba, procedimiento, formato, instrumentos requeridos y criterios de aceptación de la prueba. Cuando sea necesario, se debe de coordinar la ejecución de pruebas con el operador de red.
- La unidad de generación debe operar dentro del rango de frecuencia establecido en el SIN, la sincronización de la subestación de potencia al momento de la entrada en operación, es responsabilidad exclusiva del operador del generador.

7.2. CRITERIOS DE MEDIDA

La medición de energía se rige de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 038 de 2014 y 070 de 1998, de las cuales se tiene en cuenta que:

- El equipo de medida se instalará en el punto más cercano de conexión a la red, considerando aspectos económicos y de seguridad de la instalación, bidireccional, su instalación deberá cumplir con lo establecido en las normas NTC 2205 y NTC 2207.
- Según Tabla 1, de Artículo 6 de CREG 038, el tipo de punto de medición tiene clasificación 3, para una Capacidad instalada de 300kVA. Así, los transformadores de medida y cables de conexión del sistema de medición seleccionados deben cumplir con Índice de clase 0,5s para medida de energía activa, Clase 2 para energía reactiva, Clase de exactitud de transformadores de corriente y tensión 0,5. Tabla 2, Artículo 9, CREG 038.
- De acuerdo a Artículo 15, CREG 038, se instalará medidor de energía indirecta bidireccional en celda de medida, con analizador de datos para procesamiento y consolidación de lecturas, visualización de parámetros y reporte de lecturas de manera automática con informes cada 60 minutos. La información se podrá descargar e intercambiar
- Al momento de la entrada en servicio del medidor, se revisará su estado, fecha de calibración y programación por un ente acreditado ante autoridad nacional competente.

7.3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Se selecciona una subestación tipo capsulada elevadora para la interconexión con el SDL, el transformador se alojará en un recinto cerrado, protegido de agentes externos como agua, sol y lluvia. Constructivamente, el recinto contará con sistema de ventilación, cárcamo para la recolección de líquidos, sistema de extinción contra incendios y señalización de riesgo eléctrico.

Se requiere adecuar terreno al lado de la casa de máquinas para la instalación de los equipos y los elementos de transformación, control, seccionamiento, protección, medición, compensación y tablero de alimentación de baja tensión, referidos a la norma de subestaciones tipo capsulada del operador de red, que para el caso particular corresponden a las Normas Constructivas de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA E.S.P. [Ver Figura 17].

- CT-2051: Celda triple entrada-salida y protección

- CT-2055: Celda de transformación
- CT-2056: Subestación capsulada con final de circuito

Las principales características de la subestación [Ver Tabla 14]:

Tabla 14. Características principales Subestación.

<i>Potencia Nominal</i>	<i>500kVA</i>
<i>Relación de transformación</i>	<i>440-256/13200V</i>
<i>Frecuencia</i>	<i>60Hz</i>
<i>Configuración</i>	<i>Trifásica, distribución trifilar (3L)</i>
<i>Tipo</i>	<i>Capsulada</i>
<i>Seccionamiento</i>	<i>Remoto, manual</i>

7.3.1. Cálculo de conductores y protecciones:

La corriente nominal del primario y secundario, según ecuación 50, es:

Ecuación 50. Cálculo de corriente nominal

$$I_n = \frac{S}{V_{LL} * \sqrt{3}} \quad \text{Ec. (50)}$$

Donde:

S: Potencia nominal; 500kVA

VLLa: Tensión de línea del sistema por lado alta; 13200V

VLLb: Tensión de línea del sistema por lado baja; 440V

Inprim: 21,87A

Insec:656A

Los conductores por baja tensión se dimensionan con un factor de seguridad de 1,5, según la corriente nominal de 656A, sin embargo, se selecciona un conductor con rata de conducción suficiente para la protección por baja de 1000A, se selecciona un conductor de cobre 3x500MCM por fase y neutro.

Por alta se tiene corriente nominal de 21,87A, factor de seguridad 1,5, se selecciona conductor Cobre calibre No.2 AWG para subterranización y Aluminio ACSR No.2 red aérea, capacidad de corriente suficiente, de acuerdo a especificaciones de Operador de Red, Tabla 5, Normas EBSA S.A [Ver Figura 15].

Figura 14. Diagrama unifilar simplificado

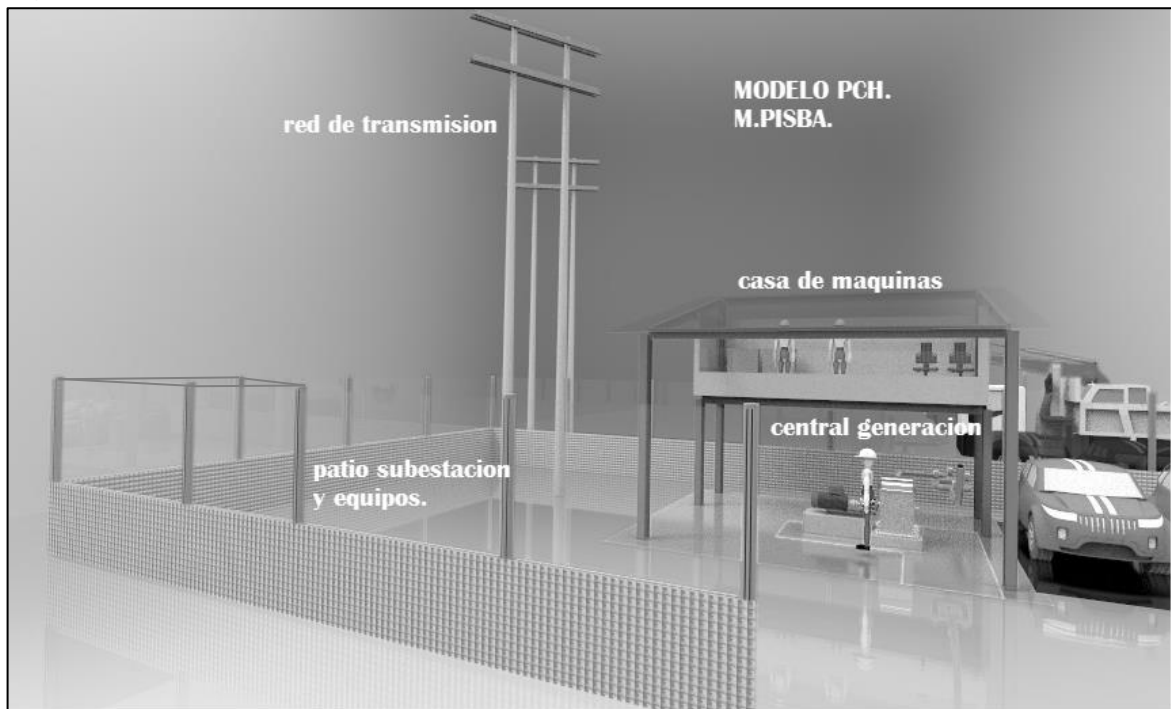


Todas las señales de control y monitoreo deben llegar a la cabina de control de la PCH. Se instalarán detectores de tensión en las líneas de media tensión con operación remota, señales inalámbricas que también se monitorean desde la cabina de control de la PCH [Ver Figura 15].

Las condiciones de diseño de los equipos de conexión a la red deben cumplir como mínimo los siguientes aspectos:

- Sincronización del generador a la red existente.
- Medición de energía entregada.
- Conexión a la red y desconexión para mantenimiento de equipos.
- Voltaje entregado por el generador 480V, voltaje salida 13,2 kV.

Figura 15. Ilustración patio subestación.

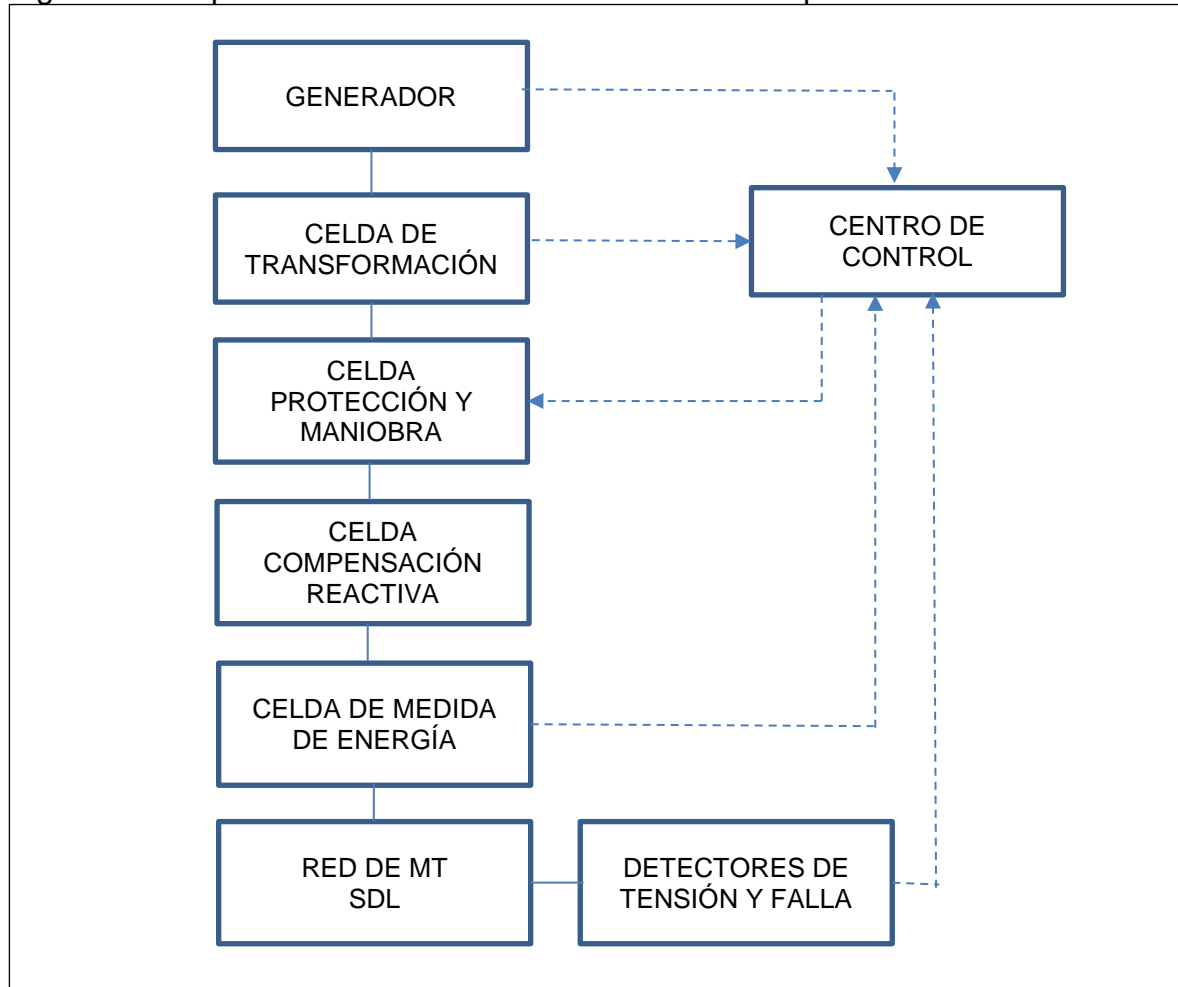


Fuente. Autores.

La subestación se energiza a través de los bornes de baja tensión alimentados por las líneas provenientes del generador a 480/277V, la celda de transformación eleva la tensión a 13,2kV y entrega la energía a la celda de protección y maniobra, luego a la celda de compensación reactiva y a la celda de medida. Finalmente, el flujo de potencia se vierte al SDL de Pisba, monitoreando la medida y el consumo de energía desde la cabina de control de la casa de máquinas, a través de las señales

de control provenientes de la celda de medida y los detectores de falla y tensión ubicados en las líneas de media tensión. [Ver Figura 16].

Figura 16. Esquema básico de conexión subestación capsulada.



Fuente: Autores

7.5. RED DE DISTRIBUCIÓN

La red de transmisión va desde la subestación hasta el nodo existente cerca de la cabecera municipal en la red de 13,2 kV, la estructura de la red debe ser aérea líneas de transmisión en alambre ASCR Raven, sobre poste de concreto tipo 1050, la extensión de la red es de 4,6km debe ser diseñada cumpliendo los requisitos de las normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica de EBSA, quienes administran la red del municipio de Pisba.

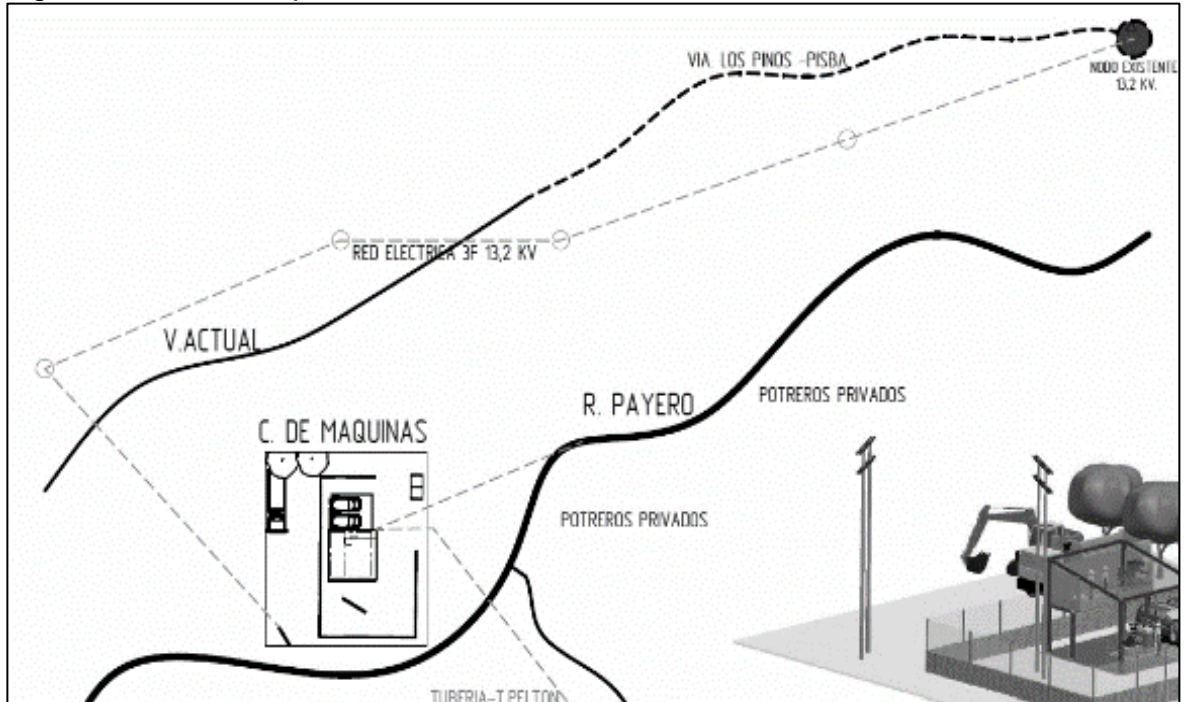
El diseño de red cumple con niveles mínimos de regulación de voltaje permitidos por operador de red [3%, Tabla 10 Normas EBSA V3], así como con mínimos de pérdidas de potencia y energía en redes de media tensión rural [2,5% y 1,5% respectivamente, Tabla 11 Normas EBSA]. En la Tabla 15 se muestra el cálculo de pérdidas en la red.

Tabla 15. Cálculo de pérdidas por regulación, energía y potencia red aérea.

PCH PISBA										
TIPO DE CONDUCTOR:		ACSR No. 2 AWG - 33.64 mm ²			LINEA - LINEA [V]		13200	LINEA - NEUTRO [V]		7621
K DE REGULACIÓN (%/(kVA*M)):		0,0000006352			Resistencia de conductor ACSR No. 2 a 20°C (Ohm/m) :			0,001		
TRAMO	DISTANCIA (m)	NO. FASES	CARGA (kVA)	CORRIENT (A)	MOMENTO	REGULACIÓN %		PÉRDIDAS	PÉRDIDAS %	
					(KVA * m)	PARCIAL	TOTAL	kW	PARC	ACUM
RED MT	4600	3	500	27,3	2300000	1,46	1,46	0,010439	2E-05	2E-05

Para la creación del alcance de la ingeniería básica se debe solicitar el trazado de la red a través del terreno, al igual que los diseños eléctricos necesarios para la nueva red. El trazado propuesto para la red que conecta la salida de la subestación con el nodo existente se evidencia en el la Figura 17.

Figura 17. Trazado preliminar red de transmisión.



Fuente. Autores.

La determinación del alcance debe realizarse de acuerdo a los parámetros anteriores, de igual manera es necesario generar la ingeniería básica de cada uno de los componentes de la subestación. Para efectos de la cuantificación de la subestación en el presupuesto general del proyecto se tomará como un equipo global, donde las características principales serán las mencionadas anteriormente, el proceso de obtención del valor se realiza por medio de la solicitud de ofertas económica a proveedores de estos equipos. Basados en las recomendaciones de la guía de diseño de PCH²¹ se le asigna un peso del 30% del valor de la obra eléctrica del proyecto.

²¹ Ministerio de Minas y Energía and Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, "Guía de diseño para pequeñas centrales hidroeléctricas." p. 1–124, 1997.

8. INGENIERÍA CONCEPTUAL

A manera de resumen se presentan en la Tabla 16 los datos relevantes de la PCH calculada:

Tabla 16. Resumen relevante PCH.

UBICACIÓN	<i>PISBA, BOYACÁ</i>
COORDENADA GEOGRAFICA PCH	<i>Latitud 5°45'10.95"N, longitud 72°30'40.85"O</i>
QUEBRADA	<i>FARASÍ</i>
CAUDAL DE TRABAJO	<i>0,65 m³/s</i>
CAUDAL RESERVADO	<i>0,05m³/s</i>
POTENCIAL INSTALADA	<i>330kVA</i>
LONGITUD TUBERIA DE PRESIÓN	<i>437m</i>
DIMENSIÓN BOCATOMA	<i>2m X 1m X 0,5m</i>
ANCHO CANAL COLECTOR	<i>1,8m</i>
DIAMETRO TUBERIA PRESIÓN	<i>600mm PAVCO GPR</i>
VELOCIDAD MAXIMA AGUA TUBERIA	<i>2,16m/s</i>
ALTURA NETA	<i>190m</i>
No. INYECTORES	<i>4</i>
DIAMETRO SALIDA INYECTOR	<i>58mm</i>
VELOCIDAD SALIDA INYECTOR	<i>58m/s</i>
VELOCIDAD RELATIVA DE SALIDA	<i>31,26m/s</i>
VELOCIDAD SALIDA CUCHARA	<i>8,7m/s</i>
EFICIENCIA TEORICA HIDRAULICA TURBINA	<i>91,53%</i>
EFICIENCIA TEORICA INYECTOR	<i>90,25%</i>
PASO RODETE	<i>0,7m</i>
NÚMERO DE CUCHARAS	<i>18</i>
POTENCIA GENERADOR SINCRONO	<i>766kVA</i>
POTENCIA SUBESTACIÓN	<i>500kVA</i>
RELACIÓN TRANSFORMACIÓN	<i>440-256/13200V</i>
FRECUENCIA ELÉCTRICA	<i>60Hz</i>
CONFIGURACIÓN	<i>TRIFÁSICA, TRIFILAR (3L)</i>
SECCIONAMIENTO	<i>REMOTO</i>
PROTECCION MEDIA TENSIÓN	<i>400A INTERRUPTOR</i>
PROTECCION BAJA TENSIÓN	<i>TRIPOLAR 1000A, 480V</i>
DPS	<i>15KV, 10KA</i>
CONDUCTOR MEDIA TENSIÓN	<i>No.2 AWG COBRE/AL</i>
CONDUCTOR BAJA TENSIÓN	<i>4x(3x500MCM) COBRE</i>
LONGITUD RED DE MEDIA TENSIÓN	<i>4,6 Km</i>

UBICACIÓN ESPACIAL DE ELEMENTOS PCH



COORDENADAS GEOGRÁFICAS

BOCA TOMA	5°45'10.95"N, 72°30'40.85"O	TERMINACIÓN CAIDA	5°44'33.18"N, 72°29'50.51"O
DESARENADOR	5°45'8.77"N, 72°30'33.97"O	CUARTO DE MAQUINAS	5°44'33.18"N, 72°29'50.51"O
INICIO CAIDA	5°45'8.77"N, 72°30'33.97"O	DESAGÜE	5°44'29.88"N, 72°29'49.12"O

Esta parte resume las características básicas con las que debe contar la PCH y sus equipos, de igual manera visualiza los alcances que deben efectuarse para el desarrollo de la ingeniería básica y de detalle, dando la opción al lector de analizar la viabilidad y los aspectos a tener en cuenta para el desarrollo y ejecución del proyecto.

Para tal hecho se muestra la información básica de la obra:

- Planos del proyecto.
- Cronograma de ejecución de las obras.
- Normativa y regulación de las obras.
- Presupuesto general de la obra.
- Análisis de viabilidad y tarifas de venta de energía.

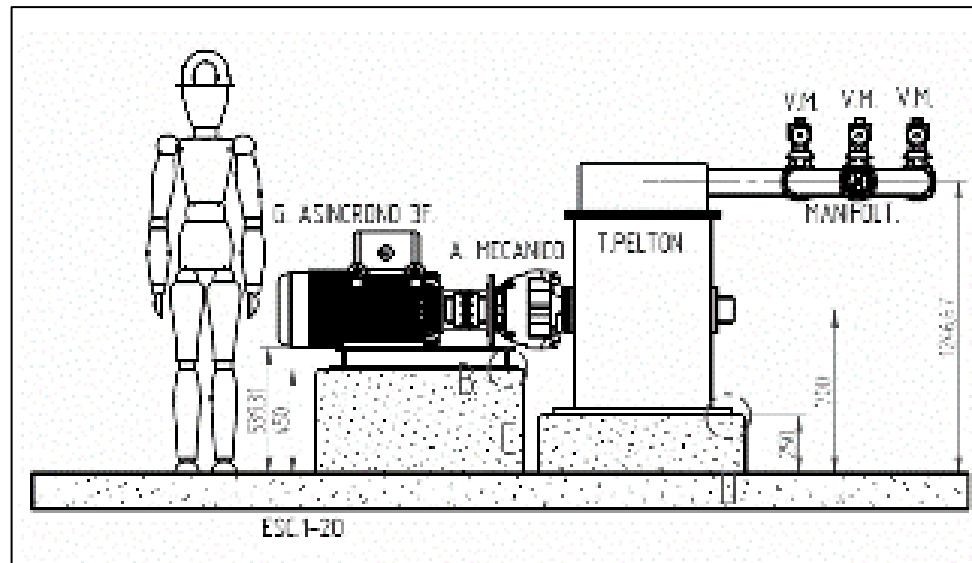
En las siguientes secciones se detallarán puntualmente las consideraciones y características de la PCH propuesta para el municipio de Pisba.

Plano del proyecto: La estructuración de los folios de planos se establece con el listado siguiente:

1. Generales de la turbina.
2. Detalles constructivos turbina pelotón.
3. Layout general obras PCH.
4. Detalles casa de máquinas.
5. Layout casa de máquinas.

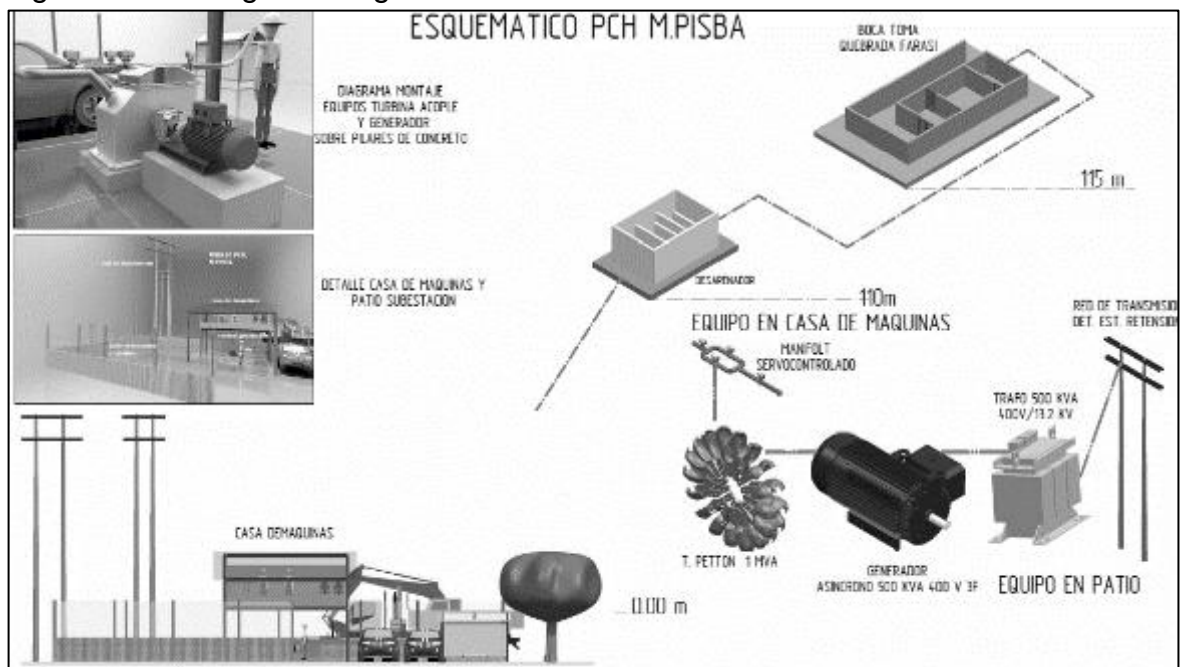
En las Figuras 18 y 19 se muestra la configuración general de los equipos en la casa de máquinas, además en el Anexo G y H, se presenta el esquemático de la PCH, los planos generales de la turbina y la casa de máquinas, así como también los layout de las obras y los esquemas renderizados de los principales componentes.

Figura 18. Detalle de equipo potencia ensamblado.



Fuente. Autores.

Figura 19. Configuración general PCH.



Fuente. Autores.

8.1. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS.

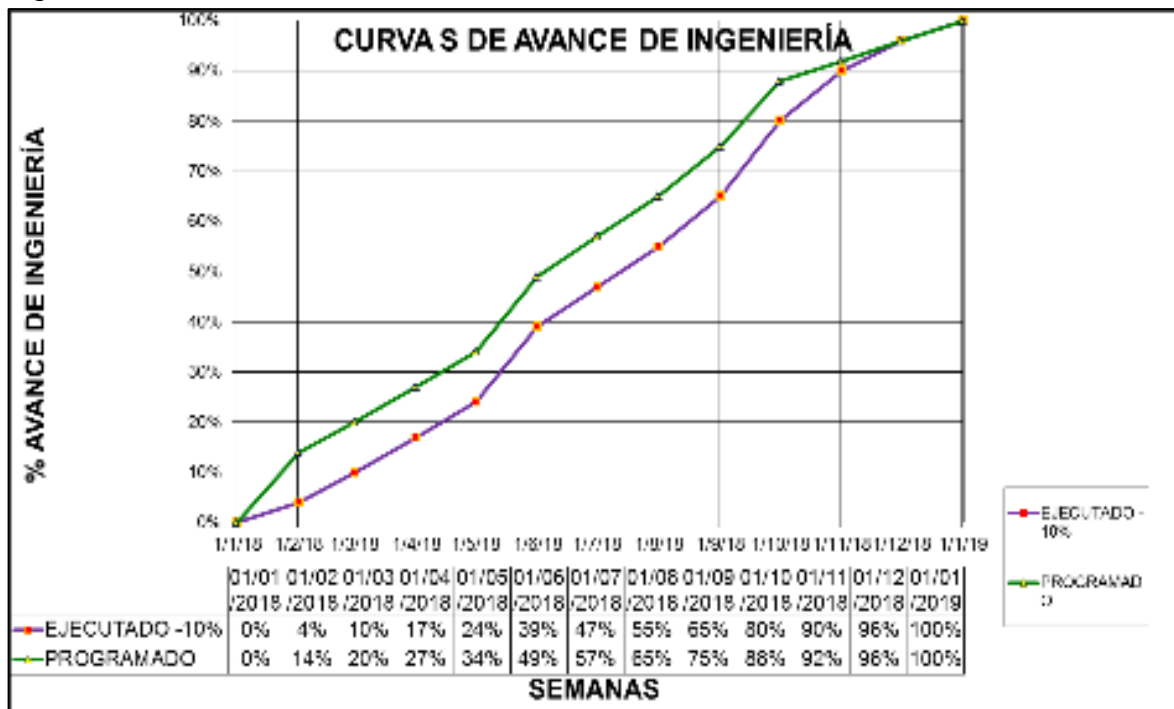
Con el objeto de establecer un panorama de tiempo de la construcción, se establece un periodo de 12 meses para la ejecución de las obras civiles, mecánicas y eléctricas necesarias para poner en marcha la PCH del municipio de Pisba. De esta manera se puede realizar la proyección de rentabilidad y recuperación de la inversión como se explicará más adelante.

La estructura del cronograma se formaliza así:

- Proceso de adquisiciones.
- Proceso de fabricaciones.
- Transporte de materiales, herramientas y equipos.
- Duración de los trabajos, fabricación obras civiles, montaje equipos, interconexiones y conexión a la red.
- Tiempo de comisionamiento y pruebas de funcionamiento.
- Tiempo de puesta a punto de los equipos.

La Figura 20, muestra el avance físico esperado por mes. Cabe resaltar que en el mes 10 de ejecución la obra estará al 80%, donde comienza la etapa de pruebas de funcionamiento (ver Anexo F). También se evidencia la curva de avance mínimo con la que deberá ejecutarse la obra sin afectar el arranque y tiempo de la inversión.

Figura 20. Curva avance físico estimado.



Fuente. Autores.

8.2. NORMATIVA Y REGULACIÓN.

Para hacer referencia específica en la construcción de la PCH del municipio de Pisba referenciamos las normas vigentes para la construcción de las obras. Las siguientes normas y documentos, en su última edición, salvo que se especifique expresamente algo diferente, son complementarias y se deberán tener en cuenta en caso de ser necesarias en la ejecución de los trabajos objeto de la presente especificación.

8.2.1. Civiles.

- NSR-10 Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente.
- NTC 454 Toma de muestras en el concreto fresco.
- NTC 174 – Concretos. Especificaciones de los agregados para concreto.
- la NTC 3318 – Ingeniería civil y arquitectura. Concreto premezclado.
- la NTC 5551 – Concretos. Durabilidad de estructuras de concreto.
- NTC 4025 – Concretos. Método de ensayo para determinar el módulo de elasticidad estático y la relación de Poisson en concreto a compresión.

8.2.2. Mecánicas.

- AWS D1.1 Structural Welding Code Sheet Steel
- AWS D1.4 Structural Welding Code Reinforcing Steel
- AWS Specification A5.1-91, Specification For Carbon Steel Electrodes For Shielded Metal Arc Welding.
- AWS B3.0 Welding Procedure and Performance Qualification with-drawn.
- AWS D1.1 Structural Welding Code-Steel.

8.2.3. Sistema de limpieza y pintura.

- Steel Structures Painting Council (SSPC)
- SSPC SP Surface Preparation Specifications" (SP1, SP2, SP3, SP5, SP6, SP7, SP10)
- SSPC PA2 Method for Measurement Dry Paint Thickness Magnetic Gages
- SSPC – AB –1. Mineral and Slag Abrasives.
- SSPC – VIS1-89. Visual Standard for Abrasive Blast Cleaned Steel.

8.2.4. Eléctricas.

- RETIE Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
- Normas de Construcción de Redes EBSA.
- Normas de diseño de redes de distribución de Energía eléctrica
- NTC2050 Código Eléctrico Colombiano
- NFPA 70 - 2011 Código Eléctrico Nacional
- NEMA STANDARD NEMA:
- National Electrical Manufacturers Association.
- NTC 4552 Para apantallamiento eléctrico.
- EC IEC-60529, Degree of Protection Provided by Enclosures (IP Code)
- IEEE Std.80-2000. Guide for Safety in AC Substation Grounding
- Resolución CREG 025 de 2016.
- Resolución CREG 030 de 1996.
- Resolución CRE 070 de 1998.

8.3. ALCANCE DE LAS OBRAS.

Con el propósito de tener una base de los alcances de las obras a desarrollar describimos las cantidades globales que deben fabricar o montar para la ejecución de del proyecto.

8.3.1. Civiles.

Cubre todas las tareas de ingeniería y mano de obra para el desarrollo de:

- **Boca toma:** El contratista debe realizar los estudios topográficos y geológicos a detalle de la obra, así mismo se encargara del traslado de materiales de la vía hasta el sitio de ubicación de la obra. Los concretos y prefabricados en hierro deben ser realizados en sitio al no poder trasladar material de la vía a la obra con vehículos.
- **Desarenador:** De igual forma que la bocatoma, deben realizarse los estudios topográficos y geológico, esta obra deberá considerar actividades de descapote de terreno nivelación compactación de suelo y todo lo necesario para garantizar la estabilidad del terreno.
- **Casa de máquinas:** La obra debe contener las siguientes actividades: Descapote del terreno, nivelación y compactación de rellenos, fundición de placa, patio subestación y casa de máquinas, de igual manera contempla realizar las actividades de fundición zapatas y macizos para montaje de elementos mecánicos, esta obra contempla todas las actividades necesarias para las adecuaciones de mampostería y carpintería metálica de la cabina de control como el cerramiento principal de la PCH.

8.3.2. Mecánicas.

Las obras mecánicas se limitan a todas las actividades que se necesiten en la construcción de:

- **Montaje estructura casa de máquinas:** Montaje de perfilería metálica, soldadura pintura, e instalación de cerramientos.
- **Montaje de equipos:** Montaje de generador, turbina Pelton, acoples tubería, tableros y equipos auxiliares, de igual manera garantizar la alineación nivelación, y liberación de equipos para la puesta en marcha.

8.3.3. Eléctricas.

Las obras eléctricas a realizarse deben estar en acuerdo para el montaje de elementos de la subestación, cableado de cabina de control al patio; montaje de tableros de control de PCH y de monitoreo de los equipos mecánicos. De igual manera el suministro de materiales y equipos de la red de transmisión a 13,2 kV.

- **Tendido de línea de MT 13,2 kV:** Construcción de 4,6km de red aérea de Media tensión desde planta generadora hasta punto de conexión a red existente de Pisba. Se contempla arrimada, hincada y plomada de postes de 12m de ferro concreto tipo línea, tendida y tensionada de red MT, 3 hilos calibre 2Awg.

- **Montaje eléctrico de subestación:** Instalación de transformador de potencia 500kVA, aparatos de medida, protección y desconexión. Cableado y conexionado de equipos, marquillado de terminales y codificación de líneas. Instalación de sistema de puesta a tierra, apantallamiento y equipotencialización de equipos.

- **Puesta en marcha:** Pruebas en sitio para transformador (Relación de transformación, resistencia de aislamiento, prueba en vacío), pruebas en sitio a generador (Arranque, Consumo, Rotor bloqueado, Aislamiento, Balance estático, Balance dinámico), medidas de resistencia de puesta a tierra, aislamiento y continuidad. Pruebas de funcionamiento y verificación de sistema de comunicación y operación de subestación.

8.4. PRESUPUESTO GENERAL DE LA OBRA.

La contextualización y el dimensionamiento de la PCH para el municipio de Pisba, son la base para generalizar un presupuesto preliminar de la obra con el cual podemos analizar el tipo de inversión, financiación y modo de comercialización de la energía generada, para así reflejar también la viabilidad del proyecto. Es importante tomar como base proyectos con características similares de potencia instalada, obras civiles, equipo electromecánico y desarrollado en un tiempo cercano al del nuevo proyecto. Por lo que podemos adecuar el modelo de costos mostrado en la guía de PCH de la UPME, también podemos contrastar el valor del kW instalado con el mostrado en la estudio de prefactibilidad para el diseño y construcción de una pequeña central hidroeléctrica (PCH) en la empresa de

acueducto y alcantarillado de Bogotá²² que es de USD 2.000/kW, así mismo dicho documento nos muestra las tasas y valores típicos de instalación de una PCH en Colombia.

Cabe resaltar que el valor de los USD 2000/ kW es comparativo, el costo que se le da a la PCH planteada para el municipio de Pisba se obtiene de la identificación de precios con proveedores y contratistas colombianos quienes sostienen mantener confidencialidad con su protocolo de asignación de tarifas, sin embargo, la Tabla 17 refleja el valor global por unidad de trabajo u obra dentro de la PCH teniendo en cuenta los costos de traslados de material, pólizas, mano de obra e imprevistos para cumplimiento de los ítems, el cuadro de cantidades mostrado se adecua de acuerdo a los alcances descritos en la sección anterior.

²² ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA (P.C.H.) EN LA EMPRESA DE ACUEDUCTO Y ALCANTARILLADO DE BOGOTÁ. Valero J. Bogota, 2014

Tabla 17. Presupuesto general para la puesta en marca de la PCH en Pisba.

VALOR DE LA OFERTA					
PCH MUNICIPIO DE PISBA					
PRESUPUESTO ESTIMADO.					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDADES	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO COP\$	PRECIO TOTAL COP\$
1	EQUIPOS				
1.1	GENERADOR	UN	1	\$ 120.000.000,00	\$ 120.000.000,00
1.2	TABLERO DE CONTROL	UN	1	\$ 60.000.000,00	\$ 60.000.000,00
1.3	T.PELTON	UN	1	\$ 90.000.000,00	\$ 90.000.000,00
1.4	TUBERIA Y VÁLVULAS MANIFOLT.	UN	1	\$ 30.000.000,00	\$ 30.000.000,00
SUBTOTAL 1. COP \$.					\$ 300.000.000,00
2	PREFABRICACIONES				
2.1	ESTRUCTURA CASA DE MAQUINAS	KG	3000	\$ 18.000,00	\$ 54.000.000,00
2.2	CERRAMIENTO PERIMETRAL	KG	800	\$ 12.000,00	\$ 9.600.000,00
2.3	SOPORTERIA MANIFOLT	KG	300	\$ 12.000,00	\$ 3.600.000,00
2.4	CERAMIENTO Y CUBIERTAS	M2	800	\$ 30.000,00	\$ 24.000.000,00
2.5	CARPINTERIA METÁLICA	M2	100	\$ 12.000,00	\$ 1.200.000,00
SUBTOTAL 2. COP \$.					\$ 92.400.000,00
3	COMPONENTES ELÉCTRICOS				
3.1	ACCESORIOS SUBESTACIÓN	UN	1	\$ 60.000.000,00	\$ 60.000.000,00
3.2	TRANSFORMADOR	UN	1	\$ 50.000.000,00	\$ 50.000.000,00
3.3	EQUIPO PROTECCIÓN Y CONTROL	UN	1	\$ 30.000.000,00	\$ 30.000.000,00
3.4	TABLERO DE CONTROL	UN	1	\$ 40.000.000,00	\$ 40.000.000,00
3.5	RED TRANSMISIÓN	KM	5	\$ 45.000.000,00	\$ 225.000.000,00
SUBTOTAL 3. COP \$.					\$ 405.000.000,00
4	OBRAS CIVILES				
4.1	PLACA CASA DE MÁQUINAS	M3	135	\$ 1.500.000,00	\$ 202.500.000,00
4.2	ZAPATAS CASA DE MÁQUINAS	M3	10	\$ 1.500.000,00	\$ 15.000.000,00
4.3	OBRAS MAMPOSTERIA	M2	120	\$ 1.000.000,00	\$ 120.000.000,00
4.4	DESARENADOR	M3	20	\$ 1.500.000,00	\$ 30.000.000,00
4.5	BOCA TOMA	M3	30	\$ 1.500.000,00	\$ 45.000.000,00
4.6	MONTAJE TUBERÍA	ML	400	\$ 500.000,00	\$ 200.000.000,00
SUBTOTAL 4. COP\$.					\$ 612.500.000,00
5	ADMINISTRACIÓN PROYECTO.				
5.1	INTERVENTORIA PROYECTO	GB	1	\$ 150.000.000,00	\$ 150.000.000,00
5.2	INGENIERIA Y DIRECCION MONTAJE	GB	1	\$ 150.000.000,00	\$ 150.000.000,00
5.3	ADMINISTRACIÓN PERMISOS	GB	1	\$ 120.000.000,00	\$ 120.000.000,00
5.4	SSTA PROYECTO.	GB	1	\$ 160.000.000,00	\$ 160.000.000,00
SUBTOTAL 5. COP\$.					\$ 580.000.000,00
SUBTOTAL COP\$.					\$ 1.989.900.000,00
A				5%	\$ 99.495.000,00
I				5%	\$ 4.974.750,00
U				5%	\$ 248.737,50
TOTAL ANTES DE IVA					\$ 2.094.618.487,50
IVA 19% SOBRE LA UTILIDAD.					\$ 47.260,13
TOTAL COSTO PROYECTO.					\$ 2.094.665.747,63
PRECIO INSTALADO Instalado inicialmente 500 kVA.USD					\$ 1.396

Fuente. Autores.

8.5. ANÁLISIS DE VIABILIDAD Y TARIFAS DE VENTA DE ENERGÍA.

Por las características y el alcance del proyecto se puede determinar que éste producirá varios alcances positivos para el municipio y el inversionista de la obra, como lo son:

- Ingresos por venta de la energía generada.
- La obtención de bonificaciones otorgadas por entes oficiales debido a la producción de energía no contaminante, de acuerdo a tratados internacionales con relación al tema como el protocolo de Kioto.
- Beneficios en la declaración de impuestos por el monto de la inversión.

Con una capacidad instalada de 500kVA para la PCH del municipio de Pisba y el teniendo en cuenta que el aprovechamiento del cauce de la quebrada Farasí que en condiciones normales de operación según la Tabla 7, mantiene el 53% del tiempo al año un caudal $0,65\text{m}^3/\text{s}$ suficiente para generar el total de energía solicitada, se estima un total de 4642 h/año de disponibilidad total de generación. Se tiene en cuenta que las horas de mantenimiento preventivo y predictivo del generador se realizarán en los días que el cauce no esté sobre el mínimo requerido, la disponibilidad del generador por lo tanto en los días de cauce suficiente, será aproximadamente de 1.

Así, el generador podrá entregar 2'321.000kWh en el año. El valor de la tarifa de kWh actual promedio en Colombia es de COP\$ 200 por tanto por venta de energía se recaudaría un valor de COP\$ 646.200.000,00 en el primer año.

La equivalencia estimada para centrales hidroeléctricas es de 0.471 Kg CO₂/kWh y el valor reconocido en bonos por tonelada de CO₂ reemplazada con energía limpia es de 15 USD\$. Tomando la tasa de incremento en el costo de la energía de 1,6 % podemos determinar los ingresos totales anuales por venta de energía y venta de bonos de carbono.

Para visualizar el valor de la inversión se establecieron dos puntos clave; uno, el montaje se planea para realizar la inversión en un año como se describió anteriormente en la sección cronograma y dos, la venta de energía se debe ajustar al mínimo valor del kWh ofrecido por la EBSA o tarifa promedio de COP\$200 a quien pueda ser cliente principal.

Para visualizar la viabilidad del proyecto, planteamos un horizonte de retorno de recursos de 10 años, la tasa de oportunidad se hace con la consideración de un capital 50% propio y un financiamiento del 50%.

En la Tabla 18, se plantean los ingresos totales proyectados en los 10 años, con un costo de operación del 25% de las ventas y se calcula tasa Interna de Retorno TIR.

De acuerdo con lo anterior y la información de la Tabla 19, se estima la viabilidad del proyecto con una TIR del 12% superior en 2 puntos porcentuales a la tasa de oportunidad estimada TIE de 10%. Cabe resaltar que el dimensionamiento de la PCH para el municipio de Pisba sólo considera 500Kva20| por adecuarse a la venta de energía inmediatamente posible. Los procesos de ampliación de la misma deben estar sujetos a estudios de venta de la energía disponible y plan de negocios con el uso de la red de transmisión.

Tabla 18. Cálculo viabilidad del proyecto.

EVALUACIÓN ECONÓMICA, PCH MUNICIPIO PISBA.				
Capacidad Instalada (KVA)	500	Periodo Tiempo (años)	Valor Anual Neto Recuperado	Valor Ventas Proyectadas
Disponibilidad (%)	1	1	\$ (2.094.665.748)	\$ -
Precio KW/h COP\$ 2016	\$ 200	2	\$ 371.161.908	\$ 440.984.100
Kg/KWh generado	0,47	3	\$ 378.217.654	\$ 448.039.846
Bono de carbono USD\$/ TON.	\$ 15	4	\$ 385.386.292	\$ 455.208.483
Valor total de la inversión	\$ 2.094.665.748	5	\$ 392.669.627	\$ 462.491.819
Tiempo de trabajo PCH. (años)	10	6	\$ 400.069.496	\$ 469.891.688
Tasa incremento Kw/h %	1,02	7	\$ 407.587.763	\$ 477.409.955
Venta energía anual	\$ 464.200.000	8	\$ 415.226.323	\$ 485.048.514
Beneficio por bonos Co2	\$ 92.834.100	9	\$ 422.987.099	\$ 492.809.290
Tiempo depreciación equipos. (años)	30	10	\$ 430.872.048	\$ 500.694.239
Costos de operación estimado % de las ventas	0,25	OBSERVACIONES		
Total de ingresos anual	\$ 440.984.100	El Proyecto PCH con 500 KVA instalados, es viable si se realiza un plan de negocios de la venta de la totalidad de la energía generada. la tasa de oportunidad reflejada se obtiene con 50% de capital propio y 50 % financiado; y es del un 10% inferior en 2 puntos a la Tasa Interna de Retorno TIR.		
Depreciación anual	\$ 69.822.192			
TASA DE OPORTUNIDAD (%)	0,10			
TIR. TASA INTERNA DE RETORNO.	0,12			
VAN. VALOR PRESENTE NETO.	\$ 14.857.773			

Fuente. Autores.

Tabla 19. Cálculo tasa interna de retorno.

CÁLCULO TASA DE OPORTUNIDAD	
$WACC = K_d * D(1-T) + K_e * E$	10%
<i>DONDE</i>	
<i>K_d= 6.65% es el interés que me cobra el banco por el préstamo adquirido</i>	0,065
<i>D= 50 % PRESUPUESTO es el valor de la deuda obtenida por el banco</i>	\$ 1.047.332.874
<i>T= 33% es el impuesto que se paga sobre la ganancia</i>	0,33
<i>K_e= 15% es la rentabilidad que exigieron los accionistas</i>	0,15
<i>E= 50% PRESUPUESTO recursos propios.</i>	\$ 1.047.332.874

Fuente. Autores.

Dentro del análisis financiero, no se consideraron los beneficios que describe la ley 1715 de 2014 y el decreto 2143 de noviembre de 2015, que son la deducción en la declaración de renta y la deducción del IVA en algunos de los materiales de la obra, valor a agregado al inversionista del proyecto que deberá analizarse en el momento de realización de la inversión y verificación con los estamentos tributarios vigentes.

De igual manera, la consideración de la tarifa de venta de energía es la principal variable en la viabilidad del proyecto por tal razón la estrategia de venta y plan de negocios a realizarse, deberá considerar las afectaciones de esta en la tasa interna de retorno del proyecto.

9. CONCLUSIONES.

1. La quebrada Farasí del municipio de Pisba, presenta un caudal promedio de $0,65\text{m}^3/\text{s}$ con una duración porcentual del 52,33% anual (Ver Tabla 7), se determinó reservar un caudal de $0,05\text{m}^3/\text{s}$ (Sección 5.4.1) y se estableció como caudal de trabajo $0,6\text{m}^3/\text{s}$. Este caudal es suficiente para generar la potencia de entrada de la PCH; 656kW como se calculó en la sección 6.5.1, lo que permite deducir que el potencial del recurso hídrico de la quebrada es suficiente para dar solución a la demanda de energética requerida en la zona e inyectar confiablemente al Sistema de Distribución Local.

Teniendo en cuenta lo anterior y de acuerdo con el análisis de viabilidad de la sección 8.5, construir la PCH tendría un valor de COP\$ 2.094'665.747,63, dicho costo presenta un beneficio en el retorno de inversión directamente relacionado con la necesidad de producción de energía que se tenga en la zona. Estimando un horizonte de tiempo de la PCH de 10 años y una intensidad de trabajo según la sección 8,5 de 4642h/año en un escenario posible, un incremento porcentual del precio del \$/kWh del 1,2%, se tendría una tasa de ingresos anual de COP\$ 440'984.100 (Ver Tabla 18), de tal modo que se calcula el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto (Ver Tabla 19) y se determina que dicho indicador es mayor a cero, por lo tanto se tiene que la inversión es rentable, es decir que el dinero que se proyecta invertir, se recuperará, con una tasa de Oportunidad de 0,10% y una tasa interna de retorno (TIR) del 0,12%, haciendo viable la construcción de la PCH.

2. A pesar de que el funcionamiento de la PCH depende totalmente de que se tenga un ciclo normal del agua en la quebrada Farasí, el estudio aquí realizado, permite evidenciar que la generación mediante pequeñas centrales hidroeléctricas es una solución viable para la demanda de energía en zonas alejadas y/o con dificultades de para suministrar el servicio de energía eléctrica con calidad, sin embargo la zona de Pisba se destaca por contar con un potencial hídrico abundante que permite garantizar con mayor confianza el suministro de energía durante todo el año.

El desarrollo de este proyecto, es interesante si se tiene en cuenta que no se necesita transportar la energía largas distancias, sino que permite generar directamente en sitio, aumentando la confiabilidad del suministro con buena

calidad de regulación y disponibilidad para las condiciones de ausencia de energía eléctrica por parte del operador de red.

Sin embargo, el aporte más importante de la implementación la PCH es que es amigable con el medio ambiente, ya que no se generan residuos contaminantes en el aire, el agua o la tierra, no requiere la utilización de combustibles fósiles, logrando obtener un beneficio directo en la comunidad que habita esta zona, e impactando de forma positiva en la conservación de la flora y la fauna del entorno.

3. Los proyectos de PCH inciden favorablemente en la expansión del sistema de distribución eléctrica e incrementan notablemente la calidad de vida de los beneficiarios permitiendo dinamizar el desarrollo económico de las sociedades alejadas o no interconectadas al sistema eléctrico nacional.

Este proyecto exhorta a las personas y las futuras generaciones a apreciar, respetar, preservar y utilizar de manera responsable los recursos naturales que se tienen en el entorno para el beneficio común.

10. RECOMENDACIONES Y TRABAJO FUTURO.

La realización de una ingeniería más detallada de los componentes tales como accesorios de tubería, tipo de subestación y adecuaciones civiles de la boca toma ayudaran a sesgar en un menor porcentaje los valores tenidos en cuenta en el presupuesto, es de vital importancia que se evalué la estrategia de construcción para corroborar los recursos logísticos netos a utilizarse.

Evaluar y cuantificar los accesorios para el montaje de la tubería para lo cual debe hacerse el trazado topográfico exacto de intervención de la línea, el estudio geológico y la evaluación de las obras civiles necesarias para garantizar la integridad de la línea de agua ante factores como deslizamientos de tierra, sísmicos y eventuales subidas de presión por el efecto de ariete.

Los accesorios del manifold de inyección y el sistema de control de las válvulas de mariposa deberán evaluarse en los tiempos de cierre y maniobra para evitar sobrepresiones en la tubería y esfuerzos e los accesorios de sujeción por el efector de ariete.

Los costos de mantenimiento y operación de la central PCH planteada para el municipio de Pisba deberán evaluarse detalladamente con metodología específica sobre los costos, para evaluar las tasas de retorno netas obtenidas.

Evaluar el proceso de regulación para la inyección a la red del SIL, y la generación de protocolos para la utilización de las FNCE en municipios y regiones aisladas.

Identificar los planes de negociación con las administradoras de distribución y facturación de la energía en los municipios para generar métodos formales para la generación de planes de negocios y uso de tarifas promedio e información estadística para el análisis de viabilidad de pequeñas centrales de generación FNCER.

El IDEAM resulta ser una fuente confiable de datos, por lo cual se puede hacer un estudio de la base de datos de ríos que se monitorean y plantearlos como potenciales fuentes de energía.

11. BIBLIOGRAFÍA E INFOGRAFIA

Aguilar A., M.A.:(2009) El impacto de la carrera de economía de la BUAP en el mercado laboral: la visión de los egresados de la generación 1995-2000, Edición electrónica gratuita. Texto completo en www.eumed.net/libros/2009b/559/(p. 54).

BUDYNAS G., Richard y NISBETT, Keith J. Diseño en Ingeniería Mecánica de Shigley, Octava edición, México: Editorial Mc Graw Hill, 2008. 1059 p

Diez, J., & Olmeda, S. (2008). Diseño ecohidrológico de pequeñas centrales hidroeléctricas: Evaluación de caudales. Energética , pp.65-76.

Estudio de prefactibilidad para el diseño y construcción de una pequeña central hidroeléctrica (p.c.h.) En la empresa de acueducto y alcantarillado de Bogotá. Valero J. Bogota, 2014

Ferdinand P. Beer & Johnston. Mecánica de materiales. 3ª ed., Mc Graw Hill.

Gallego, J. (2015). Políticas para el Aprovechamiento del Potencial Hidro-energético en Colombia Mediante Pequeñas centrales. Universidad Nacional.

Hernández, R., Collado, C., & Baptista, P. (2003). Método la investigación.Guatamela: MCGRAW-HILL .

Lozano, J.; R. M. Saavedra y N. Fernández (2011) La evaluación del impacto de los resultados científicos. Metodologías y niveles de análisis. En: Humanidades Médicas 11(1), pp.99-117

Ranald V. Gites, Jack B. Evett, Cheng Liu, Mecánica de los fluidos e Hidráulica. 3ª ed., Mc Graw Hill.

Standards of Tubular Exchangers Manufacturers Association, 9th ed., New York.

ORTIZ Flores Ramiro, Pequeñas centrales hidroeléctricas MC GRAW HILL,

Manual de mini y microcentrales hidráulicas. Una guía para el desarrollo de proyectos. Itdg Perú

Manuel Polo Encinas - Turbomaquinas Hidráulicas 2001

Ministerio de Minas y Energía and Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, “Guía de diseño para pequeñas centrales hidroeléctricas.” pp. 1–124, 1997.

Morales, S., Corredor, L., Paba, J., & Pacheco, L. (2014). Etapas de desarrollo de un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas: Contexto y criterios básicos de implementación. Dyna V. 81.

NORTON, Robert L. Diseño de máquinas, México: Prentice Hall, 2000. 1048 p.

OLADE “manual de diseño estandarización y fabricación de equipos para Pequeñas centrales hidroeléctricas volumen 1 1983.

Pinto, F. (2004). Energías renovables y desarrollo sostenible en zonas rurales de Colombia. El caso de la vereda Carrizal en Sutamarchán. Cuadernos de desarrollo rural, pp. 103-132.

Ramos, L., & Montenegro, M. (2012). Las centrales hidroeléctricas en México: pasado, presente y futuro. Tecnología y ciencias del agua V. 3.

Schallenberg, J., & Piernavieja, G. (2008). Energías renovables y eficiencia energética. Canarias: Instituto tecnológico de canarias.

Turbomaquinas Hidraulicas. Claudio Mataix.

Valdes, O., & York, C. (2010). Centrales hidroelectricas, definición y criterios de operación . CEMOCSE.

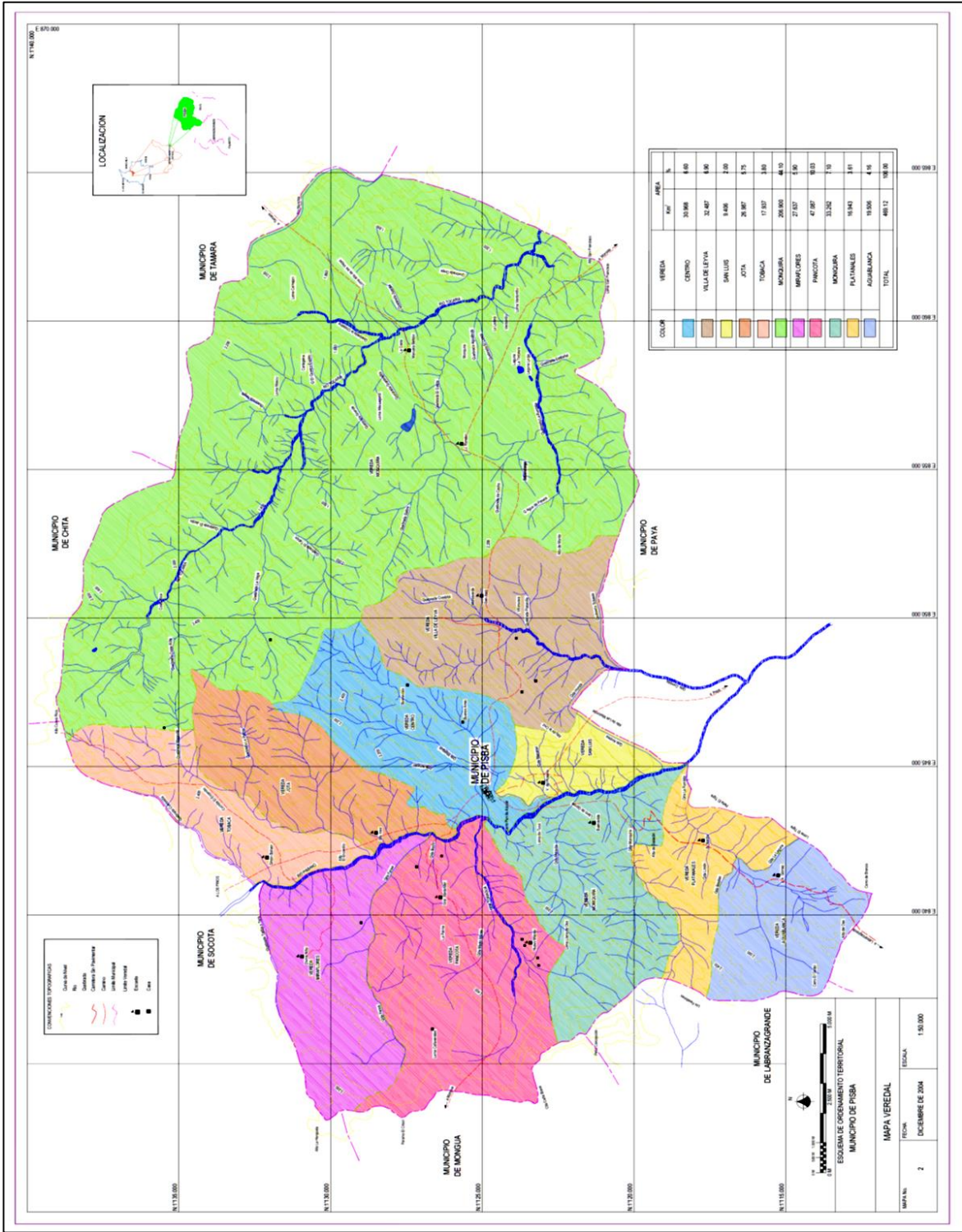
Corantioquia, Manual Piragüero Programa Integral- Red agua. http://piragua.corantioquia.gov.co/piragua/publicaciones/3.Manual_Medici%C3%B3n_de_Caudal.pdf

GIE. Others Make Business, We Change on the world. Recuperado el 14 de Julio de 2015, de <http://www.gie.com.co/index.php/es/productos/energias-renovables/pequenas-centrales-hidroelectricas-pch-s>

Greenpeace, C. (Febrero de 2015). Escandalo Pisba. Recuperado el 13 de Julio de 2015, de <http://www.greenpeace.org/colombia/Global/colombia/informes/escandaloPisba.pdf>

ANEXOS

ANEXO A. MAPA MUNICIPIO DE PISBA



ANEXO B. CAUDALES ESTACIONES IDEAM

Quebrada Farasi - Caudal medio mensual (m³/s)

Año	Ene	Feb	Mar	abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
1974	0,10	0,21	0,31	0,72	0,97	1,31	1,68	0,87	1,01	0,46	0,42	0,03	0,67
1975	0,06	0,23	0,32	0,41	0,86	1,62	0,64	1,12	0,73	0,78	0,40	0,48	0,64
1976	0,12	0,20	0,56	0,89	1,02	1,68	1,33	1,28	0,81	0,63	0,52	0,25	0,78
1977	0,02	0,06	0,27	0,68	1,08	1,62	1,34	1,44	0,99	0,79	0,39	0,20	0,74
1978	0,12	0,10	0,43	0,97	1,15	1,40	1,19	1,35	1,16	0,61	0,20	0,21	0,74
1979	0,08	0,07	0,47	1,36	0,80	1,42	1,03	1,09	0,65	1,03	0,87	0,48	0,78
1980	0,07	0,16	0,35	0,74	1,13	1,58	1,65	1,08	0,93	0,72	0,31	0,09	0,74
1981	0,01	0,49	0,17	1,01	1,20	1,34	1,11	1,00	1,06	0,66	0,26	0,18	0,71
1982	0,09	0,21	0,39	1,16	1,11	1,13	1,65	1,70	0,81	0,69	0,41	0,14	0,79
1983	0,08	0,49	0,22	1,14	1,03	0,87	1,73	1,28	1,13	0,55	0,24	0,14	0,74
1984	0,09	0,23	0,23	0,43	0,63	1,29	1,14	1,19	1,03	0,44	0,53	0,17	0,62
1985	0,05	0,10	0,40	0,50	0,95	1,65	1,25	0,96	0,70	0,57	0,45	0,15	0,64
1986	0,08	0,43	0,31	0,68	0,61	1,41	1,72	1,12	0,77	0,81	0,41	0,29	0,72
1987	0,14	0,20	0,40	0,67	0,94	1,22	1,84	1,11	0,71	0,77	0,35	0,27	0,72
1988	0,00	0,05	0,09	0,50	0,65	0,93	1,88	0,80	0,87	0,53	0,51	0,31	0,59
1989	0,11	0,29	0,22	0,67	1,37	1,17	1,74	0,76	0,82	0,79	0,34	0,08	0,70
1990	0,18	0,16	0,60	0,73	1,51	1,50	1,23	1,21	0,63	0,52	0,50	0,17	0,74
1991	0,03	0,37	0,28	0,44	0,65	0,94	1,55	1,53	0,92	0,50	0,38	0,13	0,64
1992	0,07	0,08	0,07	0,66	0,59	1,09	1,84	1,68	0,73	0,49	0,41	0,05	0,65
1993	0,12	0,01	0,11	0,43	1,01	1,13	1,12	0,86	0,67	0,55	0,43	0,05	0,54
1994	0,09	0,24	0,33	0,77	1,39	1,04	1,66	1,61	0,88	0,63	0,44	0,17	0,77
1995	0,14	0,12	0,32	0,61	0,54	1,13	0,96	1,07	0,72	0,55	0,18	0,37	0,56
1996	0,20	0,34	0,37	0,54	0,63	1,27	1,61	0,96	0,82	0,73	0,40	0,25	0,68
1997	0,10	0,53	0,11	0,41	1,07	0,90	2,22	1,28	0,62	0,47	0,15	0,08	0,66
1998	0,02	0,17	0,31	0,73	1,29	2,21	1,28	1,05	0,58	0,54	0,40	0,25	0,74
1999	0,22	0,33	0,30	0,86	0,63	0,89	1,20	0,95	1,05	0,74	0,33	0,25	0,65
2000	0,13	0,33	0,26	0,44	1,17	0,87	1,09	1,02	0,95	0,70	0,31	0,39	0,64
2001	0,00	0,20	0,29	0,48	1,01	1,56	0,91	1,66	1,15	0,72	0,39	0,36	0,73
2002	0,16	0,03	0,33	0,72	0,97	1,31	1,25	1,43	0,80	0,36	0,32	0,16	0,65
2003	0,00	0,06	0,29	0,82	0,83	1,08	1,88	0,91	0,81	0,65	0,29	0,27	0,66
2004	0,02	0,19	0,27	0,60	1,24	1,67	1,03	1,55	0,75	0,50	0,22	0,08	0,68
2005	0,14	0,14	0,06	0,73	1,22	0,93	0,98	0,93	1,03	0,71	0,49	0,14	0,63
2006	0,62	0,02	0,47	0,72	0,78	1,34	1,50	1,03	0,68	0,81	0,50	0,11	0,71
2007	0,03	0,19	0,24	0,39	1,17	1,79	1,10	1,42	0,79	0,77	0,46	0,25	0,72
2008	0,11	0,14	0,15	0,48	0,86	1,14	1,05	0,78	0,68	0,51	0,55	0,11	0,55
2009	0,11	0,10	0,39	0,80	0,61	1,35	1,40	1,21	0,61	0,69	0,09	0,07	0,62
2010	0,00	0,13	0,45	0,86	0,85	0,89	1,31	0,79	0,90	0,69	0,61	0,34	0,65
2011	0,09	0,30	0,69	1,02	1,42	1,23	0,91	0,94	0,74	0,52	0,58	0,18	0,72
2012	0,14	0,35	0,27	1,06	1,00	1,16	1,64	1,13	0,74	0,58	0,39	0,14	0,72
2013	0,08	0,23	0,30	0,45	0,82	0,77	1,25	1,32	0,77	0,65	0,51	0,17	0,61
2014	0,05	0,22	0,20	0,75	0,55	1,69	1,60	1,32	0,96	0,82	0,46	0,23	0,74
2015	0,18	0,27	0,23	1,05	1,20	2,35	1,71	1,97	0,74	0,31	0,51	0,29	0,90
2016	0,09	0,21	0,24	0,89	1,01	1,56	1,20	1,34	0,69	0,39	0,45	0,39	0,76
Promedio	0,10	0,21	0,30	0,72	0,97	1,31	1,38	1,19	0,83	0,63	0,40	0,21	0,69

ANEXO C. CARGA INSTALADA Y PROYECTADA MUNICIPIO DE PISBA

Carga instalada y proyectada en el municipio de Pisba

TRANSFORMADOR	ESTADO DEL TRANSFORMADOR	No. DE USUARIOS	CARGA DIVERSIFICADA ACTUAL (KVA)	USUARIOS A FUTURO	CARGA DIVERSIFICADA FUTURA (KVA)	POTENCIA TRANSFORMADOR A INSTALAR
1	NUEVO	11	7,26	12	7,69	10
2	NUEVO	6	4,83	7	5,36	10
3	EXISTENTE	11	7,26	12	7,69	10
4	NUEVO	7	5,36	8	5,86	10
5	NUEVO	8	5,86	9	6,34	10
6	NUEVO	17	9,78	18	10,18	15
7	EXISTENTE	24	12,53	25	12,91	15
8	NUEVO	21	11,37	22	11,76	15
9	NUEVO	15	8,96	16	9,37	10
10	NUEVO	8	5,86	7	5,36	10
11	EXISTENTE	13	8,12	13	8,12	10
12	NUEVO	7	5,36	8	5,86	10
13	NUEVO	3	2,97	4	3,65	5
14	EXISTENTE	12	7,69	13	8,12	10
15	NUEVO	10	6,81	11	7,26	10
16	NUEVO	3	2,97	4	3,65	5
17	NUEVO	3	2,97	4	3,65	5
18	EXISTENTE	16	9,37	17	9,78	10
19	NUEVO	4	3,65	5	4,27	5
20	NUEVO	6	4,83	7	5,36	10
21	NUEVO	10	6,81	11	7,26	10
22	EXISTENTE	15	8,96	16	9,37	15
23	NUEVO	2	2,18	3	2,97	5
24	NUEVO	6	4,83	7	5,36	10
25	NUEVO	8	5,86	9	6,34	10
26	EXISTENTE	11	7,26	12	7,69	10
27	NUEVO	6	4,83	7	5,36	10
28	NUEVO	7	5,36	8	5,86	10
29	NUEVO	13	8,12	14	8,55	10
30	NUEVO	6	4,83	7	5,36	10
31	EXISTENTE	6	4,83	7	5,36	10
32	EXISTENTE	5	4,27	6	4,83	10
33	NUEVO	7	5,36	8	5,86	10
34	NUEVO	4	3,65	5	4,27	5
CARGA EXISTENTE						100
CARGA NUEVA						230
CARGA TOTAL						330

ANEXO D. FICHA TÉCNICA GENERADOR



www.weg.net

6 Terminales / 6 y 8 Polos

480 / 440 V (60 Hz) | Cosφ 0,8

Carcasa	ΔT	6 polos - 1200rpm					8 polos - 900rpm				
		480 - 440V - Y					480 - 440V - Y				
		80°C	105°C	125°C	150°C	163°C	80°C	105°C	125°C	150°C	163°C
400	kVA	686	786	858	940	980	422	484	528	578	603
	kW	549	629	686	752	784	338	387	422	463	482
	kVA	748	857	935	1024	1068	484	554	605	663	691
	kW	598	686	748	819	854	387	444	484	530	553
	kVA	880	1008	1100	1205	1256	572	655	715	783	816
	kW	704	807	880	964	1005	458	524	572	627	653
	kVA	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	704	807	880	964	1005
	kW	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	563	645	704	771	804
450	kVA	1100	1260	1375	1506	1570	766	877	957	1048	1093
	kW	880	1008	1100	1205	1256	612	702	766	839	874
	kVA	1276	1462	1595	1747	1821	880	1008	1100	1205	1256
	kW	1021	1169	1276	1398	1457	704	807	880	964	1005
500	kVA	1375	1575	1719	1883	1963	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	kW	1100	1260	1375	1506	1570	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	kVA	1408	1613	1760	1928	2010	1100	1260	1375	1506	1570
	kW	1126	1290	1408	1542	1608	880	1008	1100	1205	1256
	kVA	1648	1888	2060	2257	2352	1320	1512	1650	1807	1884
	kW	1318	1510	1648	1805	1882	1056	1210	1320	1446	1507
560	kVA	1760	2016	2200	2410	2512	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	kW	1408	1613	1760	1928	2010	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
	kVA	1936	2218	2420	2651	2763	1648	1888	2060	2257	2352
	kW	1549	1774	1936	2121	2211	1318	1510	1648	1805	1882
	kVA	2200	2520	2750	3012	3140	1760	2016	2200	2410	2512
	kW	1760	2016	2200	2410	2512	1408	1613	1760	1928	2010

- N/A = No aplicable

- $\Delta T = 163^{\circ}\text{C}$, temperatura ambiente = 27°C . Para los demás ΔT , temperatura ambiente = 40°C

- Conforme Normas: IEC 60034-1 - NBR 5117 - NEMA: MG1 VDE530 - ISO8528 - CSA

- Altitud 1000 (m.a.n.m.) (para todos los regímenes)

- Valores sujetos a alteraciones sin aviso previo

- Para otras tensiones, consultar a WEG.

ANEXO E. FICHA TÉCNICA TRANSFORMADOR

Ficha Técnica



Transformador Trifásico

Función

Permite elevar o reducir la tensión en un sistema o circuito eléctrico de corriente alterna; la energía eléctrica alterna de un cierto nivel tensión es transformada en energía alterna de otro nivel de tensión por medio de interacción electromagnética.

Aplicación

Zonas urbanas, industrias, minería, explotaciones petroleras, grandes centros comerciales y toda actividad que requiera la utilización intensiva de energía eléctrica.

1.- Características Técnicas

Potencia	5 KVA hasta 5000 KVA
Lado de Media Tensión	
Tensión nominal	4,16,7,62,10,13,2,22,9,33 kV
Tensión máxima de servicio	12,17,5,24,36 kV
Bil exterior	95,125,170,200 kV
Tensión de prueba a 60 Hzx1 minuto	34,38,50,70
Número terminales	3, 4
Conexión	Delta / Estrella
Lado de Baja Tensión	
Tensión nominal	230,398,400,460,480,600V
Tensión máxima de diseño	1.1 kV
Tensión de prueba a 60 Hzx1 minuto	3 kV
Número terminales	3, 4, 6, 7
Conexión	Delta / Estrella
Grupos de conexión	Dyn5,Dd6,Dd0,Yyn6,Yyn0

Frecuencia	50, 60 Hz
Tipo de aislador	Porcelana, Polimérico
Tipo de montaje	Exterior, Interior
Rango de altura de operación	1000, 5000 msnm
Línea de fuga	25 mm/kV, 31 mm/kV

Normas de Referencia:

Diseño, fabricación y pruebas	IEC-60076, NTP 370.002
Capacidad de sobrecarga y condiciones térmicas	IEC-354
Norma para aceite aislante	IEC-296

*Normas Nacionales e Internacionales NTP-ITINTEC, IEC, ANSI, así como especificaciones técnicas particulares del cliente.

2.- Características Constructivas

2.1 Núcleo

Fabricado con láminas de acero silicoso de grano orientado de alta permeabilidad magnética con recubrimiento aislante (*Carlyte*). Utilizamos dos tipos de núcleos:

- Núcleo del tipo Columna, conformada por chapas cortadas a 45° y apiladas formando escalones para obtener la sección circular más optimizada.

- Núcleo del tipo Enrollado, conformada por chapas cortadas a 90° y dobladas en "C" formando una sección sólida cuadrangular, esta particular solución favorece el flujo magnético obteniéndose características constructivas del transformador más compacta.

Los sistemas empleados en la construcción de los núcleos proporcionan reducidos niveles de pérdidas, intensidad de vacío y ruido.



Núcleo Enrollado



Núcleo Columnas
o Apilados

2.2 Bobinas

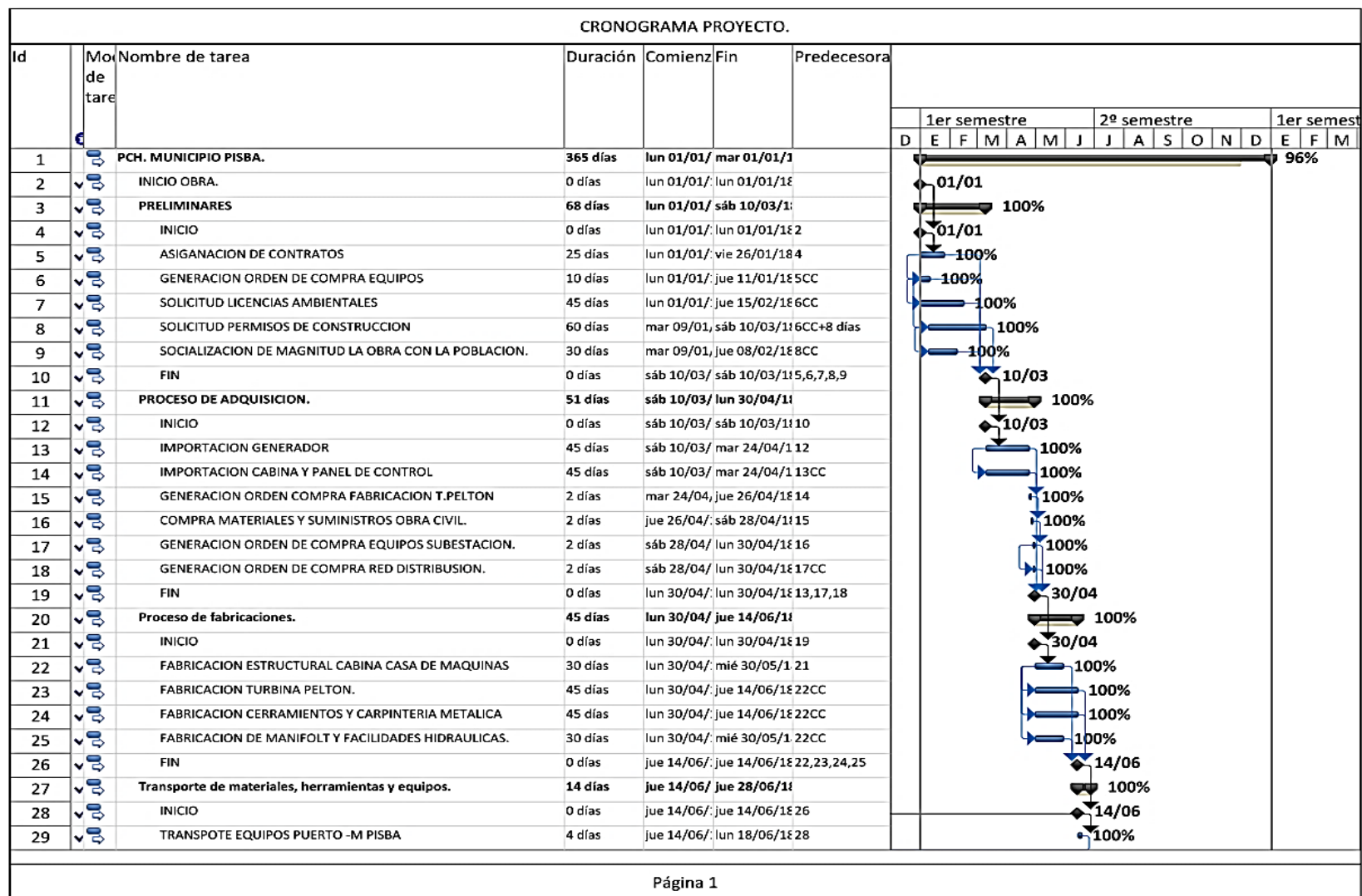
Los bobinados de M.T. y B.T. son fabricados con cobre electrolítico de alta conductividad y están provistos de canales de refrigeración. Las bobinas de M.T. están fabricadas con conductores eléctricos de sección circular recubiertas con doble capa de esmalte clase térmica 180°C, y las bobinas de B.T. son fabricadas con platina de Cu de sección rectangular forradas con papel Kraft.

Los aislamientos usados son de clase térmica 120 °C consistentes en papel kraft, cartón y papel presspahn y papel crepé, estos se destacan por sus excelentes propiedades mecánicas y dieléctricas a los esfuerzos electrodinámicos y sobre tensiones transitorias que se presentan en la línea.

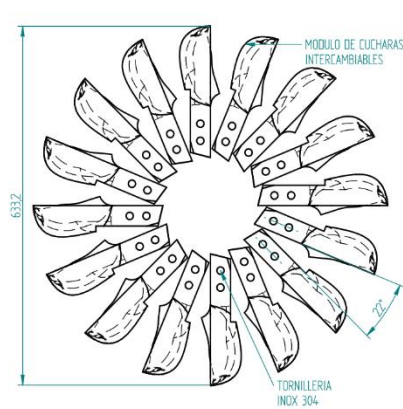
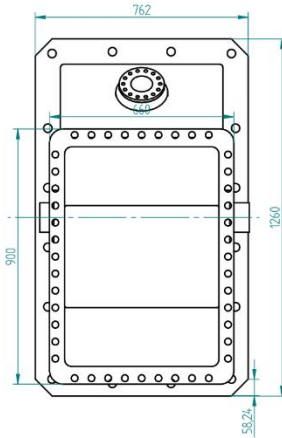


Alambre de cobre electrolítico esmaltado

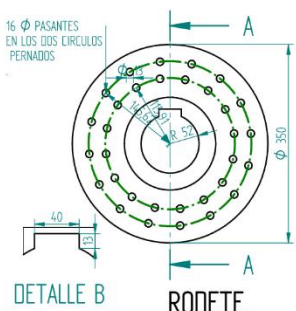
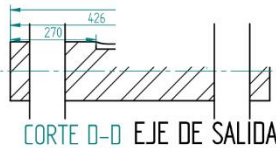
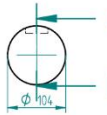
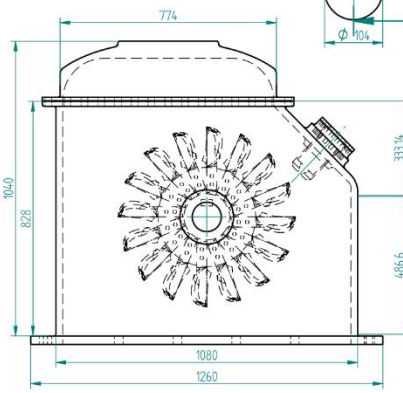
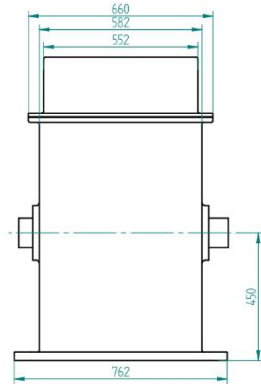
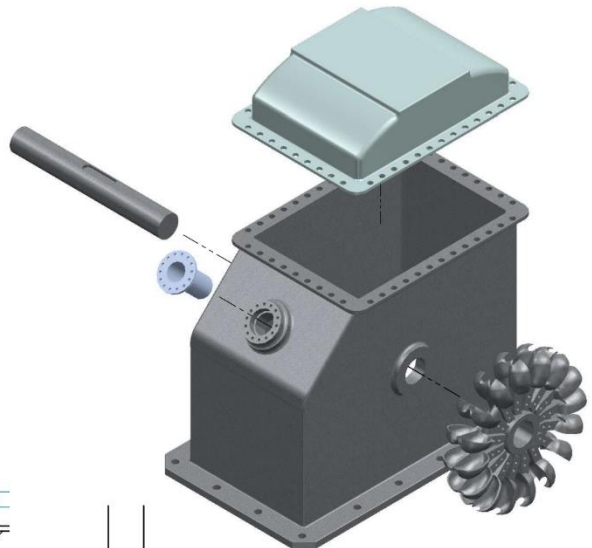
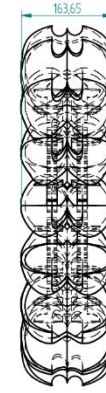
ANEXO F. CRONOGRAMA PRELIMINAR



GENERALES TURBINA PELTON

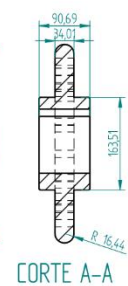


ROTOR CUCHARAS

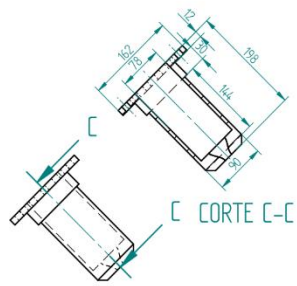


DETALLE B

RODETE



CORTE A-A



INYECTOR

CORTE C-C

SOLID EDGE

TIPOS DE BISELES Y UNIONES TÍPICAS DE SOLDADURA	
1	2
3	4
5	6
7	8
9	10
11	12
13	14
15	16
17	18
19	20
21	22
23	24
25	26
27	28
29	30
31	32

ESTE PLANO NO ES VALIDO SIN SELLO DE APROBACION.
 LA VALIDEZ DE ESTE PLANO SE RIGE POR LA BASE DE DATOS DE REVISIONES.
 Este plano ha sido elaborado y revisado siguiendo todos los parametros consignados en el "Instructivo para el Control y la Ejecucion de la Ingeniería".
 ELABORADO: JULIAN M. FABIAN S. ☐ INF. FUENTE
 CERTIFICA: ING. FERNANDO C. ☐ VER. EN CAMPO

PLANO ELABORADO:
 COTIZACION: ☐
 INFORMACION: ☐
 FABRICACION: ☐
 MONTEO: ☐
 CONTROL EN: ☐
 FECHA: ☐
 REVISO: ☐



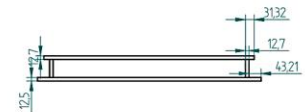
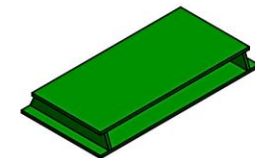
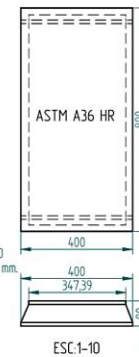
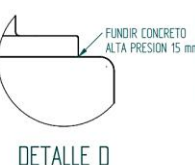
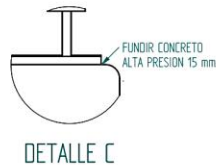
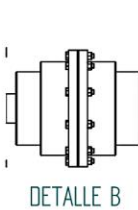
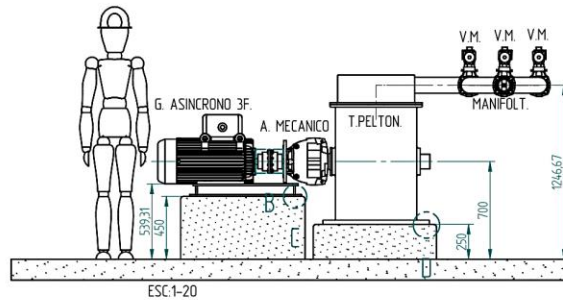
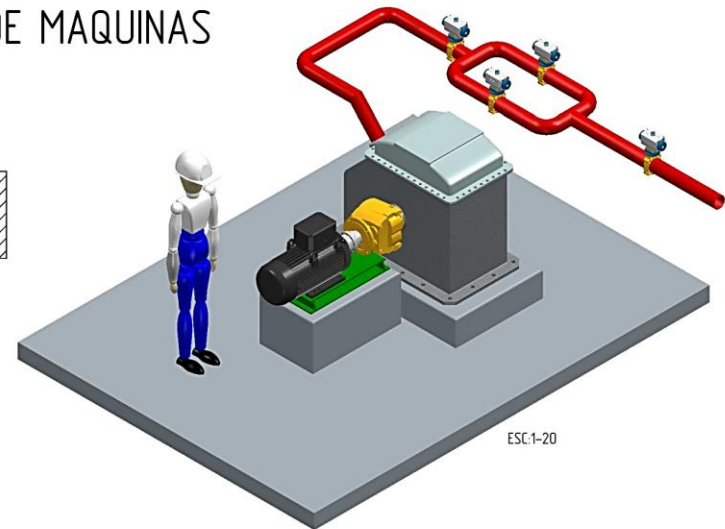
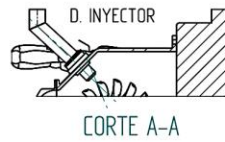
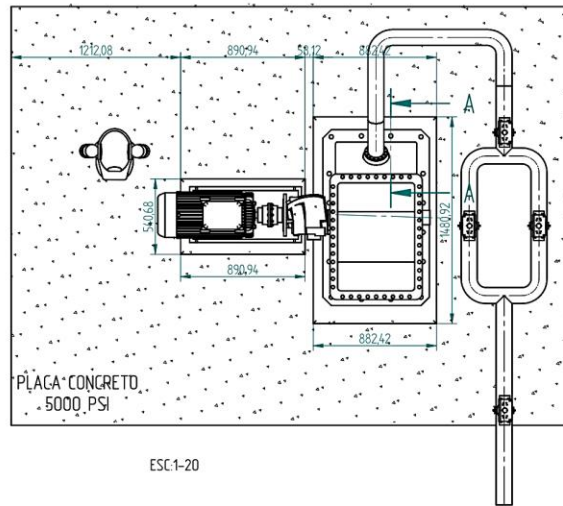
PROYECTO: PCH MUNICIPIO DE PISBA.
 CONTIENE: GENERAL TURBINA PELTON.

INGENIERIA ELECTROMECANICA.
 UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

ITEM	NOMBRE	FECHA
PROYECTO	JULIAN M. FABIAN S.	
REVISO	FERNANDO C.	
APROBO		

ESCALA:	DIMENSIONES	FECHA DE IMPRESION
	milímetros	08/04/17
PLANO N°:	FORMATO:	HOJA:
	A2	1

DETALLES ENSAMBLE CASA DE MAQUINAS



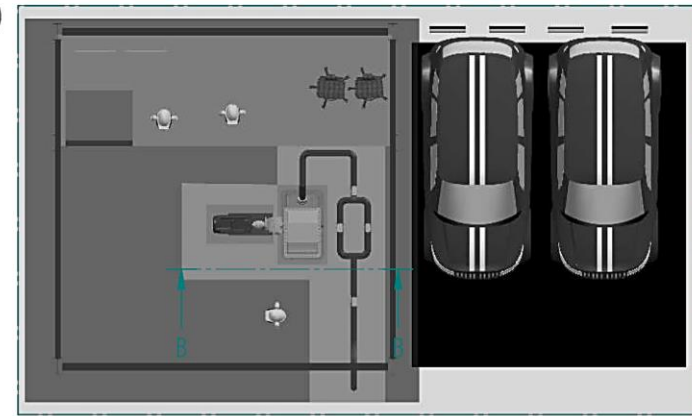
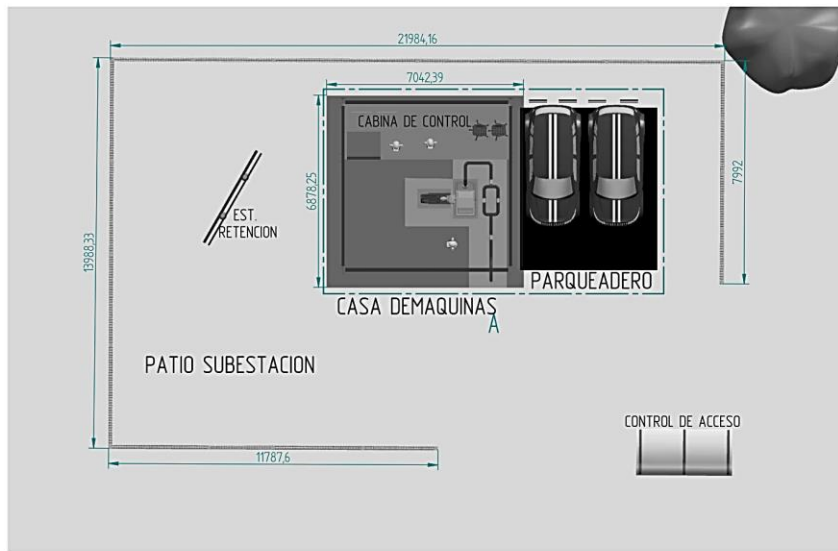
TIPOS DE BISELES Y UNIONES TÍPICAS DE SOLDADURA	
SECCION	DEFINICION
1	1.5
2	2
3	2
4	2
5	2
6	2
7	2
8	2
9	2
10	2
11	2
12	2
13	2
14	2
15	2
16	2
17	2
18	2
19	2
20	2
21	2
22	2
23	2
24	2
25	2
26	2
27	2
28	2
29	2
30	2
31	2

* ESTE PLANO NO ES VALIDO SIN SELLO DE APROBACION.
 * LA VALIDEZ DE ESTE PLANO SE RIGE POR LA BASE DE DATOS DE REVISIONES.
 Este plano ha sido elaborado y revisado siguiendo todos los parametros consignados en el "Instructivo para el Control y la Eficacia de la Ingeniería".
 ELABORO: JULIAN M. FABIAN S. INF. FUENTE
 CERTIFICA: ING. FERNANDO C. VER. EN CAMPO

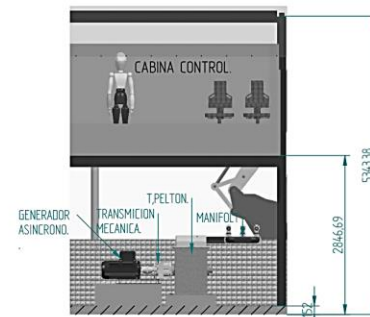
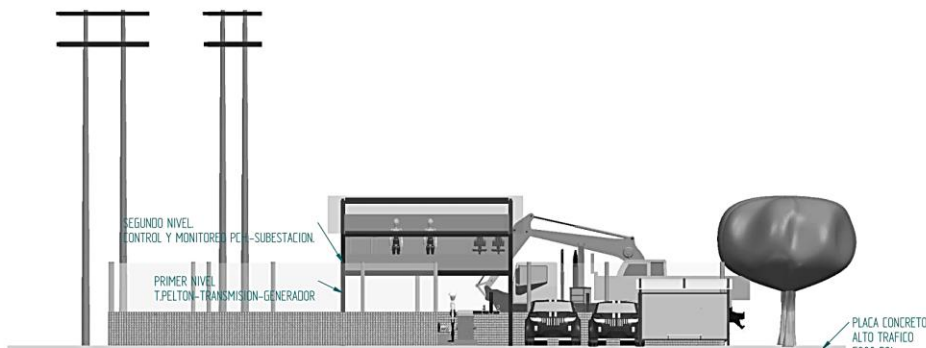
PLANO ELABORADO
 DISEÑO
 INFORMACION
 FABRICACION
 MONTEO
 DISTRIBUCION
 FECHA:
 REVISO:



PROYECTO:			INGENIERIA ELECTROMECANICA.		
PCH MUNICIPIO DE PISBA.			UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA		
CONTIENE:			DETALLE CASA DE MAQUINAS.		
ITEM	NOMBRE	FECHA	ESCALA:	DIMENSIONES	FECHA DE IMPRESION
PROYECTO	JULIAN M. FABIAN S.			militares	08/10/15
REVISO	FERNANDO C.			FORMATO:	HOJA: 1
APROBADO				A2	



DETALLE A



CORTE B-B

SOLID EDGE

TIPOS DE BISELES Y UNIONES TÍPICAS DE SOLDADURA	
SECCION	DEFINICION
1	1.1
2	2.1
3	3.1
4	4.1
5	5.1
6	6.1
7	7.1
8	8.1
9	9.1
10	10.1
11	11.1
12	12.1
13	13.1
14	14.1
15	15.1
16	16.1
17	17.1
18	18.1
19	19.1
20	20.1
21	21.1
22	22.1
23	23.1
24	24.1
25	25.1
26	26.1
27	27.1
28	28.1
29	29.1
30	30.1
31	31.1
32	32.1
33	33.1
34	34.1
35	35.1
36	36.1
37	37.1
38	38.1
39	39.1
40	40.1
41	41.1
42	42.1
43	43.1
44	44.1
45	45.1
46	46.1
47	47.1
48	48.1
49	49.1
50	50.1
51	51.1
52	52.1
53	53.1
54	54.1
55	55.1
56	56.1
57	57.1
58	58.1
59	59.1
60	60.1
61	61.1
62	62.1
63	63.1
64	64.1
65	65.1
66	66.1
67	67.1
68	68.1
69	69.1
70	70.1
71	71.1
72	72.1
73	73.1
74	74.1
75	75.1
76	76.1
77	77.1
78	78.1
79	79.1
80	80.1
81	81.1
82	82.1
83	83.1
84	84.1
85	85.1
86	86.1
87	87.1
88	88.1
89	89.1
90	90.1
91	91.1
92	92.1
93	93.1
94	94.1
95	95.1
96	96.1
97	97.1
98	98.1
99	99.1
100	100.1

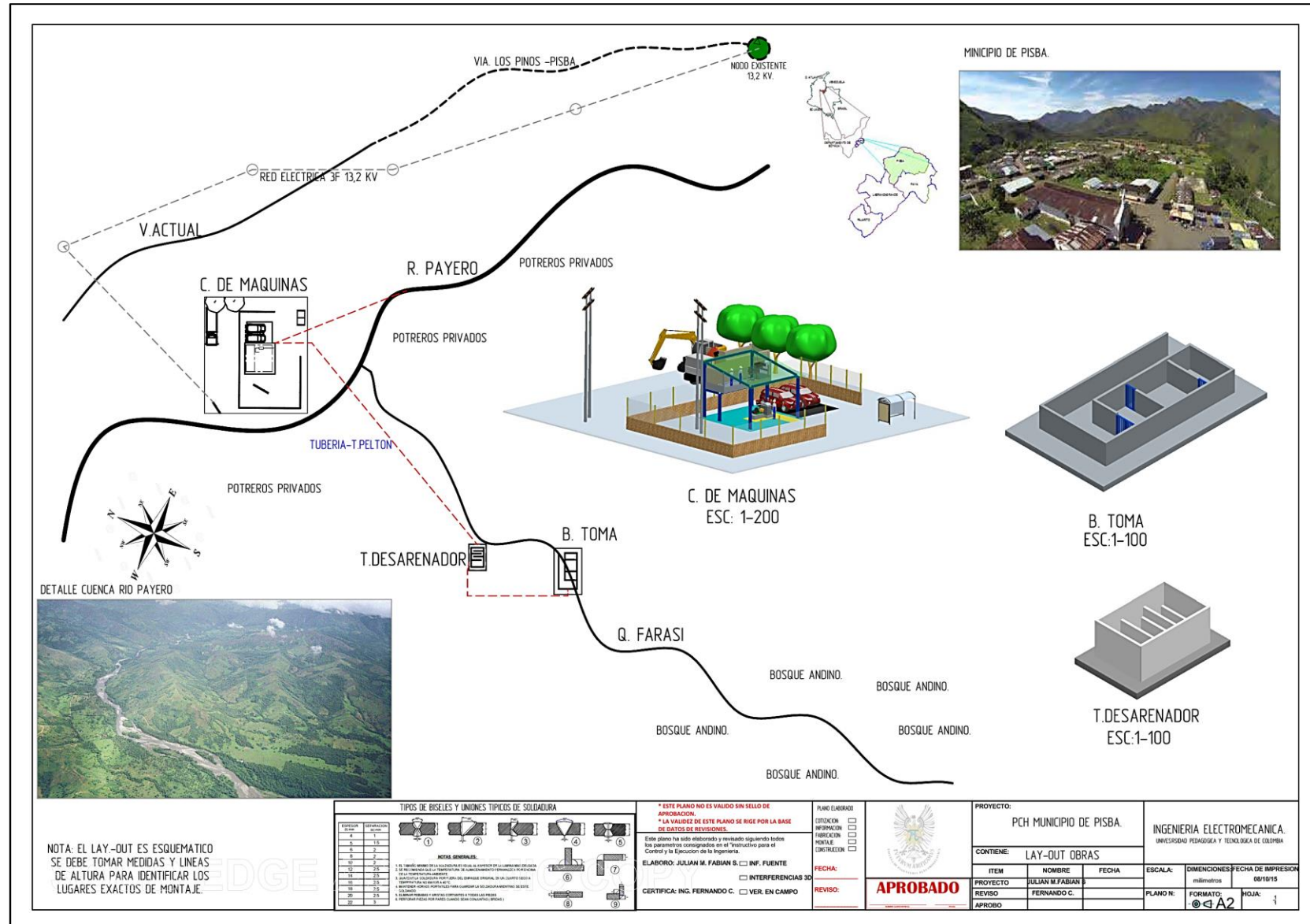
* ESTE PLANO NO ES VALIDO SIN SELLO DE APROBACION.
* LA VALIDEZ DE ESTE PLANO SE RIGE POR LA BASE DE DATOS DE REVISIONES.
Este plano ha sido elaborado y revisado siguiendo todos los parametros consignados en el "Instructivo para el Control y la Ejecucion de la Ingeniería".
ELABORADO: JULIAN M. FABIAN S. ☐ INF. FUENTE
☐ INTERFERENCIAS 3D
CERTIFICA: ING. FERNANDO C. ☐ VER. EN CAMPO

PLANO ELABORADO
COTIZACION
INFORMACION
FABRICACION
MONTAJE
CIRCULACION
FECHA:
REVISO:



PROYECTO: PCH MUNICIPIO DE PISBA.		
CONTIENE: LAY-OUT CASA DE MAQUINAS.		
ITEM	NOMBRE	FECHA
PROYECTO	JULIAN M. FABIAN S.	
REVISO	FERNANDO C.	
APROBO		

INGENIERIA ELECTROMECANICA.	
UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA	
ESCALA:	DIMENSIONES FECHA DE IMPRESION
mm/metros	08/18/15
PLANO N°:	FORMATO: A2
	HOJA: 1



ANEXO H. COMPILACIÓN FOTOGRÁFICA PCH CONCEPTUAL

FOTO 1. ESQUEMA GENERAL, CASA DE MAQUINAS

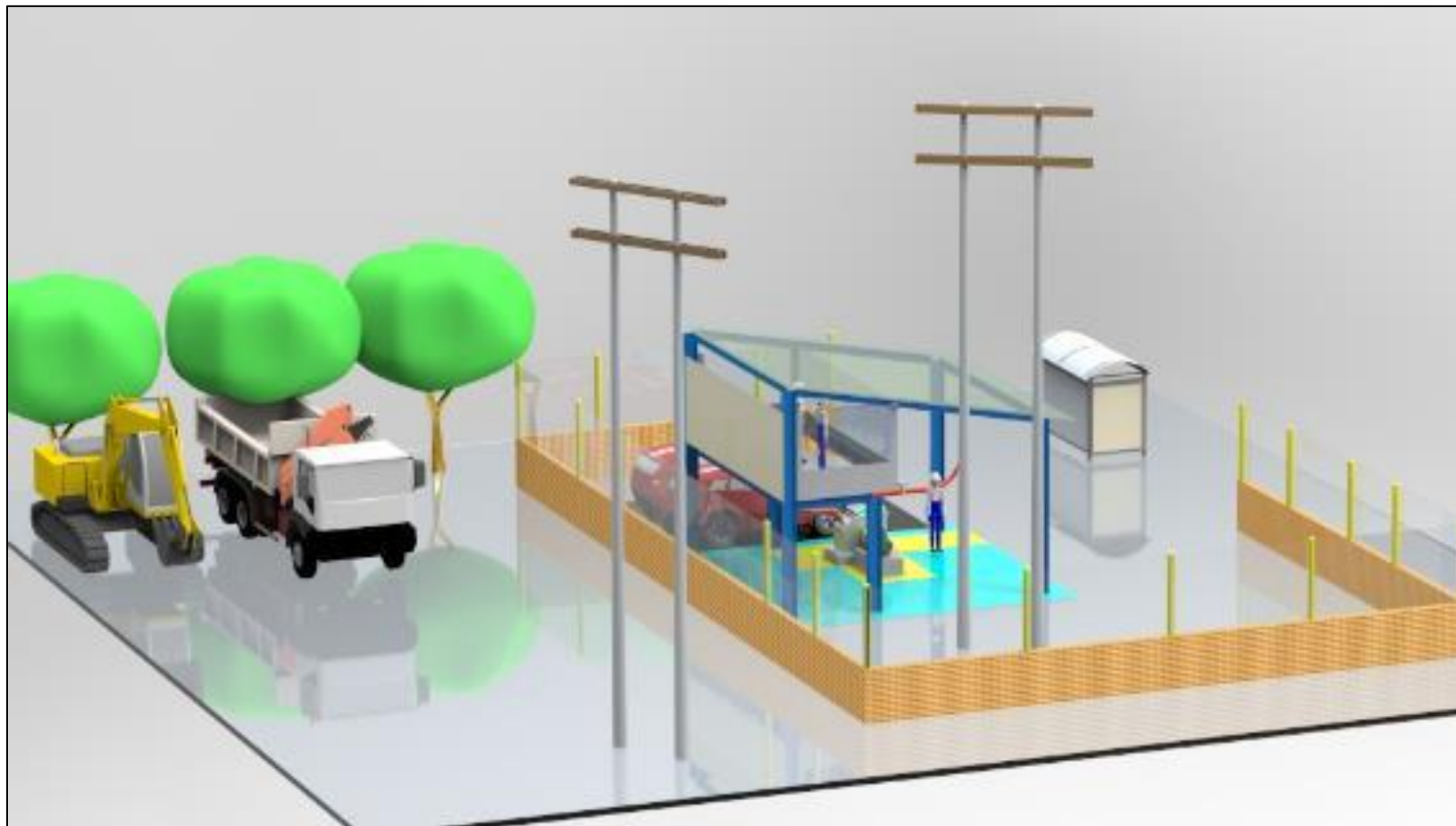


FOTO 2, ESQUEMA GENERAL EQUIPOS

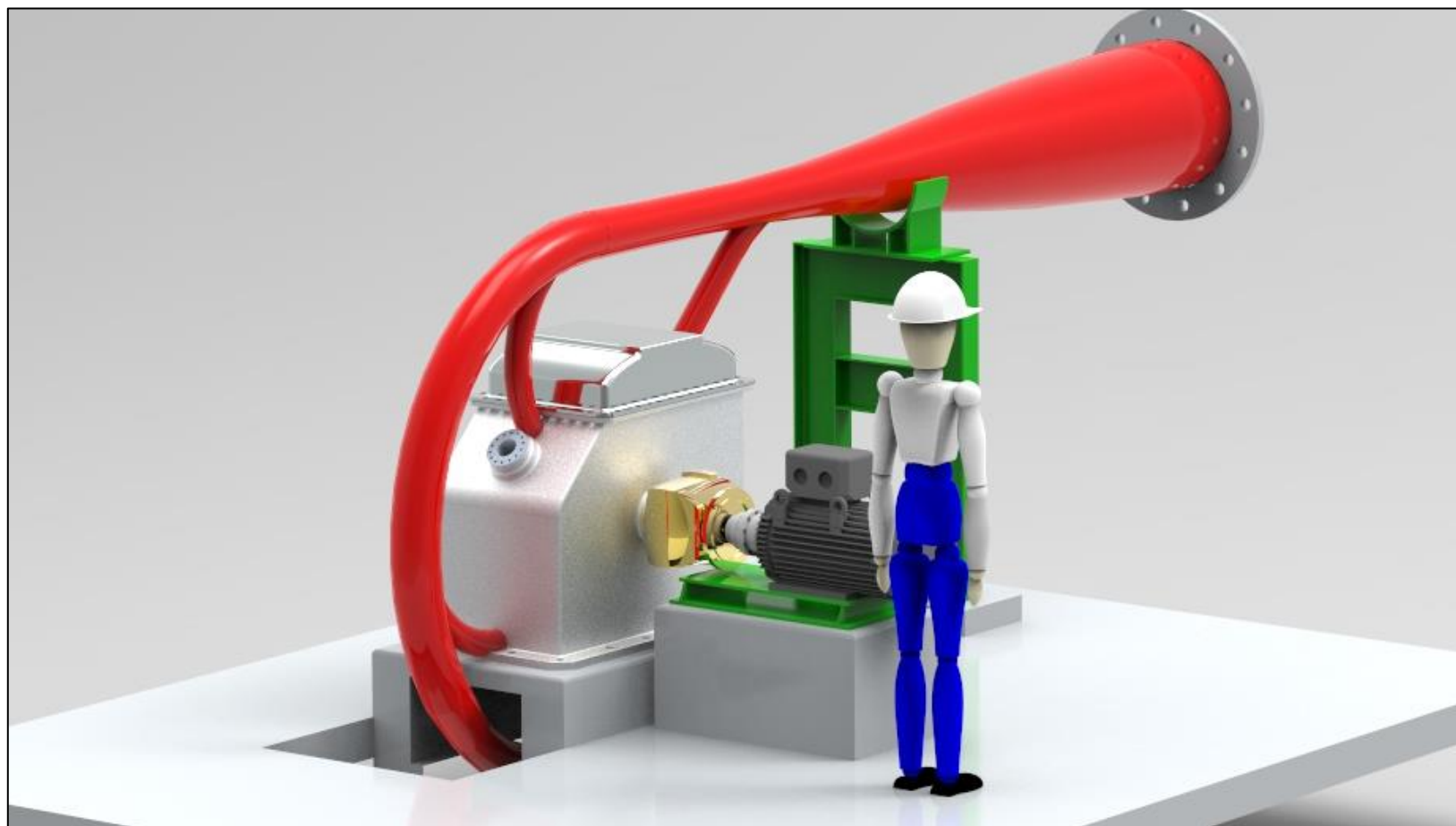


FOTO 3. ESQUEMA EQUIPOS

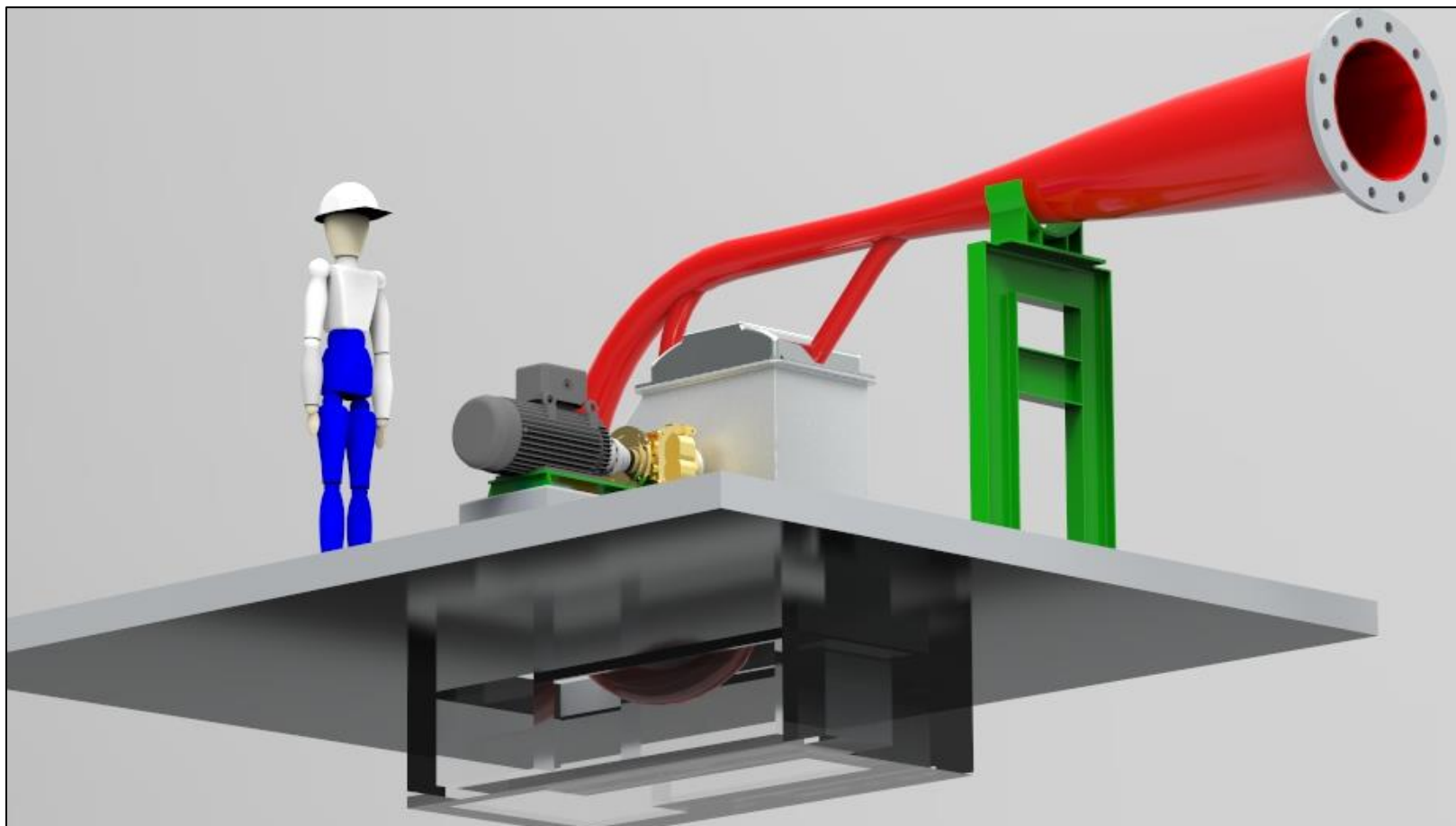


FOTO 4. ESQUEMA TOBERA

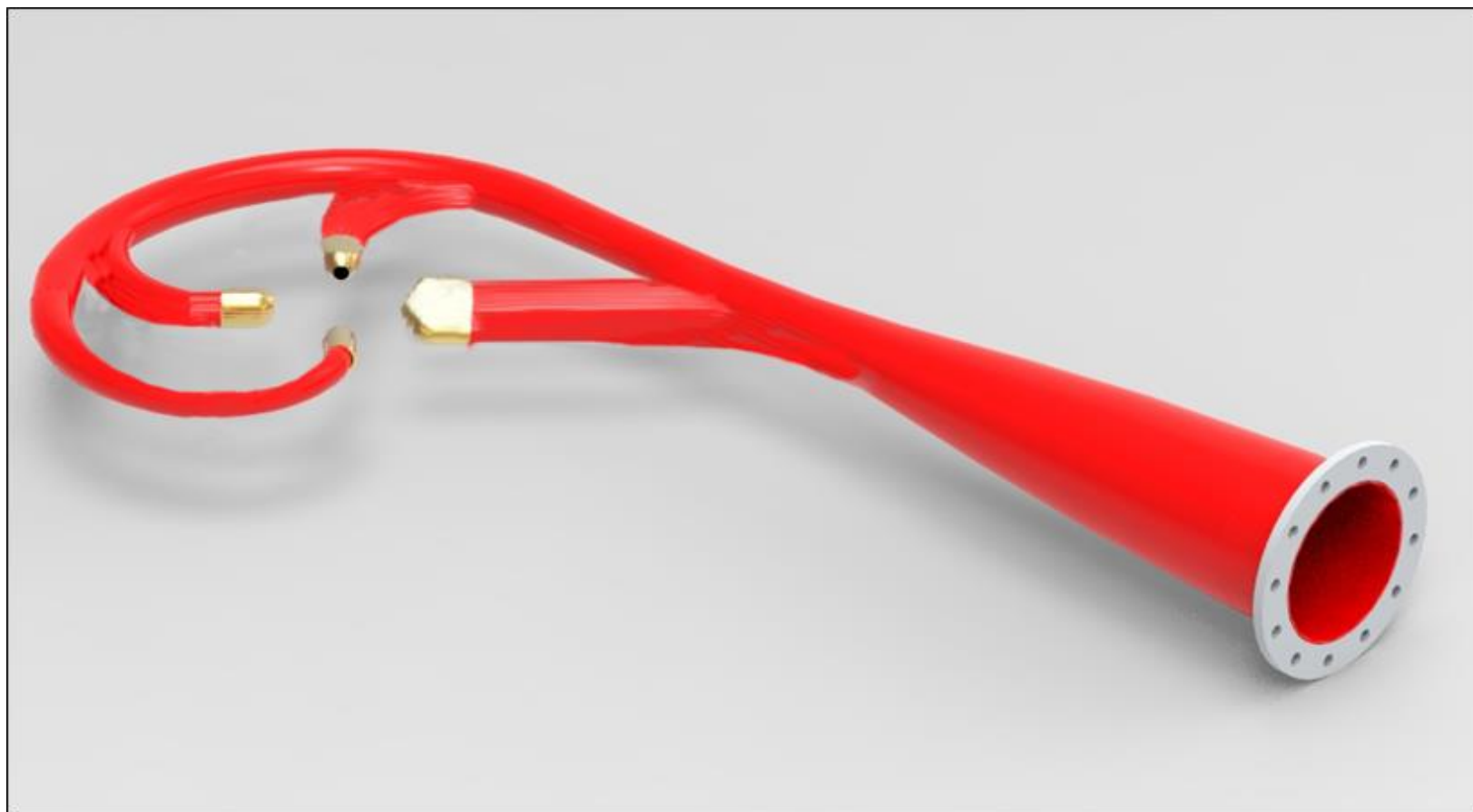


FOTO 5. ESQUEMA GENERAL GENERADOR



FOTO 6. ESQUEMA GENERAL DE EQUIPOS

